

3 1761 11648608 5



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116486085>

CAI
PET
-A56

1981 Annual Report



Officers

Wilbert H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

Andrew Janisch
President and
Chief Operating Officer

Joel I. Bell
Executive Vice-president

David P. O'Brien
Senior Vice-president,
General Counsel and
Corporate Secretary

Sam Stewart
Senior Vice-president

Robert A. Meneley
Group Vice-president
Offshore and International

James M. Stanford
Group Vice-president
Mainland Canada

V. Glenn Sundstrom
Group Vice-president
Marketing and Manufacturing

Douglas B. Bowie
Vice-president
Environmental and Social Affairs

A. Rae Campbell
Vice-president
Corporate Planning

Kenneth G. Donald
Vice-president
Coal

Fred. B. Grant
Vice-president
Treasurer

David T. McKay
Vice-president
Information Systems and Services

William Morrow
Vice-president and Controller

James Scurr
Vice-president
Human Resources and
Corporate Administration

Peter M. Towe
Vice-president
Chairman
Petro-Canada International
Assistance Corporation

Robert S. Vincent
Vice-president
Downstream Development

Muriel Rhynes
Assistant Secretary

Divisional Officers

Offshore and International Division:

Robert A. Meneley, President
Ronald J. Bell, Vice-president, Drilling
Fred G. Rayer, Vice-president, Exploration

Mainland Canada Division:

James M. Stanford, President
Ian G. Bryden, Vice-president, Production
Peter F. Cotsworth, Vice-president,
Heavy Oil
William B. Thompson, Vice-president,
Exploration

Petro-Canada Products Division:

V. Glenn Sundstrom, President
Thomas H. Allman, Vice-president and
Treasurer
Gordon A. Craig, Vice-president and
Comptroller
John A. Dodd, Vice-president,
Manufacturing
Stephen D. Lathrop, Vice-president,
Western Operations
Alex W. McLeod, Vice-president,
General Counsel and Secretary
Nicholas H. Van Son, Vice-president,
Supply and Logistics

Special Projects Division:

Thomas F. Scott, Vice-president,
Canstar Oil Sands Ltd. project
George W. Sinclair, Vice-president,
Arctic Pilot Project.

Corporate Profile

Petro-Canada is a fully integrated energy corporation totally owned by the Government of Canada. Established by Act of Parliament in 1975 as a Schedule D Crown Corporation, Petro-Canada began operations in 1976. Since that time three major acquisitions and an aggressive development program in all sectors of the industry have contributed to the evolution of the Corporation as a major integrated company with an asset base of \$6 billion. Petro-Canada's 5 800 employees are located from coast to coast. The Corporation's head office is in Calgary, Alberta.

Head Office

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3

Telephone: (403) 232-8000
Telex: 03825753

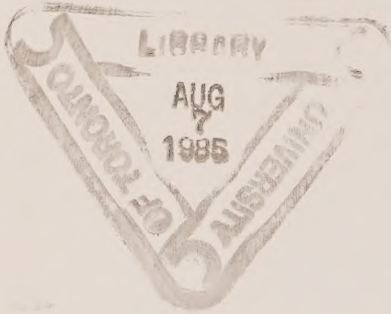
Five Year Financial and Operating Summary

		1981 (Note 2)	1980	1979	1978 (Note 2)	1977
Summary of Earnings (in thousands of dollars)	Revenue	\$2 715 777	\$1 035 154	\$ 766 295	\$ 205 095	\$ 92 693
	Expenses	2 286 759	716 004	513 273	128 600	62 280
		429 018	319 150	253 022	76 495	30 413
	Deduct: Provision for income taxes	225 174	155 464	121 968	42 109	20 898
	Minority interest	—	—	5 049	7 010	—
	Net earnings before preferred share dividends of subsidiary	203 844	163 686	126 005	27 376	9 515
	Preferred share dividends of subsidiary	138 971	107 937	95 846	13 636	—
	Net earnings after preferred share dividends of subsidiary	\$ 64 873	\$ 55 749	\$ 30 159	\$ 13 740	\$ 9 515
Other Financial Data (in thousands of dollars)	Working capital provided from operations	\$ 526 970	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168	\$ 55 884
	Capital expenditures	709 881	439 533	367 652	247 304	188 705
	Acquisition of subsidiary companies	825 500	—	749 528	746 861	—
	Total assets	6 612 533	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696
	Working capital (deficiency)	697 406	135 205	186 063	82 824	(733)
	Long-term debt (Note 3)	284 177	283 075	329 506	337 116	214 000
	Revolving term loan	566 829	—	—	—	—
	Minority interest in subsidiaries	787 450	—	—	279 790	—
	Preferred shares issued by a subsidiary	1 464 375	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—
	Convertible notes	461 767	—	—	—	—
	Shareholder's equity	1 640 444	1 114 599	978 850	802 691	551 148
Daily Production (net before royalties)	Domestic production from oil and gas wells					
	— Crude oil and natural gas liquids (thousands of m ³)	11.3	9.9	11.1	10.9	4.4
	— Natural Gas (millions of m ³)	10.7	9.3	11.5	10.7	2.5
	Synthetic crude oil (thousands of m ³)	2.1	1.5	1.2	—	—
	Foreign crude oil (thousands of m ³)	0.2	0.2	—	—	—
Proven Reserves (net before royalties)	Domestic (Note 4)					
	— Crude oil and natural gas liquids (millions of m ³)	53.8	48.7	50.4	50.5	24.1
	— Natural gas (billions of m ³)	137.3	115.4	107.8	118.7	23.1
	Foreign					
	— Crude oil and natural gas liquids (millions of m ³)	0.9	1.0	1.0	1.0	—
	— Natural gas (billions of m ³)	0.4	0.5	—	—	—
Marketing	Sales Volumes (millions of m ³)					
	— Gasoline and distillates	4.0	1.4	1.3	0.2	—
	— Natural gas liquids	1.2	1.2	1.2	0.2	—
	— Marketing Outlets	1 504	407	420	426	—
Employees	Number at December 31	5 801	2 823	2 246	2 038	649

Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial and operating results are included from November 11, 1978 for the former Pacific Petroleum Ltd. and from May 12, 1981 for the former Petrofina Canada Inc. operations.
3. Long-term debt includes current maturities.
4. The proven reserves figures do not include synthetic crude oil reserves resulting from the Corporation's interest in the Syncrude Project.

Message from the Chairman of the Board



On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present the 1981 Petro-Canada annual report for the fiscal year ended December 31, 1981.

This year was marked with the acquisition of Petrofina Canada Inc. In early 1981, Petro-Canada reached agreement with Petrofina S.A., headquartered in Brussels, Belgium, to purchase all of the assets of Petrofina Canada for a total of \$1.61 billion. This acquisition added to Petro-Canada's oil and gas production, its land base and its oil and gas reserves. In addition, Petro-Canada acquired a further five per cent interest in the Syncrude consortium and an additional eight per cent in the Alsands Group. As well, by this purchase, Petro-Canada now has a major refinery in eastern Canada and the only nation-wide Canadian marketing system.

The year 1981 was notable in one other area of Petro-Canada's operations. Petro-Canada's mandate since the creation of the company has been to explore the frontiers. This it has done at an unparalleled level and pace. More than 30 per cent of Petro-Canada's 1981 capital budget was spent on frontier exploration and related activities. Since 1976, Petro-Canada has participated in two thirds of the wells in the east coast and high Arctic. We have been an operator of a major exploration project, the Labrador Group, for two years and are a major landholder in the east coast offshore.

This activity and risk-taking have started to provide answers to some of the questions about the availability of future supplies of oil and gas from Canada's frontiers. There is oil and gas in our frontier regions, we are now finding volumes and doing so at locations where it is commercially attractive. We believe that sufficient hydrocarbons have been discovered in the Grand Banks and Scotian Shelf, and that enough is known about their characteristics for them to be considered commercial. We believe that this has occurred much sooner than if Petro-Canada were not active in the frontiers for the last few years. The risks taken in the 70's will reap benefits for Canadians in future decades.

Petro-Canada has also dedicated a higher proportion of its budget to oil sands and heavy oils activities. As partners in the Syncrude plant, the Alsands and Canstar projects, we have concretely expressed our commitment to helping oil sands projects go ahead. As well, our interest and work in heavy oils including research, exploration and development, is evidence of the priority we give to advancing the prospects of their development.

The National Energy Program has been in effect since October, 1980. Some portions of the policies announced in that program have been legislated by Parliament in Bill C-48. Others will come up in the 1982 legislative program. Petro-Canada supports the goals of the National Energy Program and has endeavoured, in pursuing its mandate, to work towards these policy goals and to utilize the incentives provided by the NEP to increase its capacity to pursue those goals.

Finally, it is important to note that Petro-Canada is contributing a substantial cash flow which it generates to the pursuit of the national goals set out by Parliament in its mandate. For 1982, about 70 per cent of the capital budget will be from internally generated funds and petroleum incentive payments. Thus every activity of Petro-Canada that generates cash, ranging from production of oil and gas to the sale of gasoline, is reinvested into priority items such as frontier oil and gas exploration and other activities of a priority nature. We believe that the positive contribution of cash flow to finance our priority items must be emphasized. Over the last five years it has been a new source of funds for seeking Canadian solutions to Canadian problems.

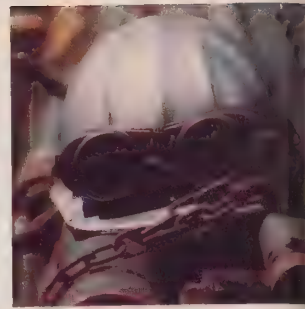
Finally, let me pay my respects to the employees of this Corporation, some 1 500 of whom are completely new, some of whom are oldtimers with five years of service to this company. All bring years of industry experience to Petro-Canada and have shown dedication and understanding in dealing with the tremendous growth and change this company has felt in the past six years.



W. H. Hopper
Chairman and Chief Executive Officer

March 31, 1982

Frontier Exploration Review



Dynamically-positioned drillships used off the coast of Labrador in the summer are provided with support from supply vessels and helicopters. During the 1981 season, Petro-Canada operated three drillships.



Petro-Canada was an active explorer in Canada's frontier regions during 1981 both as a participant and as an operator.

Petro-Canada continued its record of participating in most of the exploratory wells drilled by the industry in offshore regions of Canada and the Arctic Islands. In 1981 the Corporation participated in 16 of 23 such wells drilled by the industry, including participation in all 10 wells drilled on the east coast of Canada.

Construction began in 1981 on a world-class dynamically positioned, semi-submersible drilling rig, owned 50 per cent by Petro-Canada. The rig is scheduled for delivery early in 1983 and will make a significant contribution to Petro-Canada's east coast offshore exploration program.

Scotian Shelf

Petro-Canada took another major step in offshore exploration during the year with the formation of the Banquereau Group for which Petro-Canada is operator and a 40 per cent partner. The Group consists of nine Canadian companies. Petro-Canada initiated this consortium in an effort to assist the entry of Canadian companies, both large and small, into investment in the exploration and development of Canada's east coast offshore.

Using a Canadian-owned semi-submersible under long term contract to Petro-Canada, the Banquereau Group spudded its first well, Banquereau C-21, late in the year, 95 kilometres offshore Halifax.

The Corporation is a partner in two other wells drilled on the Scotian Shelf. Venture D-13, a delineation well, three kilometres northeast of the 1979 Venture D-23 success, discovered additional volumes of natural gas and condensate. A second delineation well, Venture B-43, was spudded on the same structure three kilometres west of D-23 and was drilling at year end. These delineation wells are part of an on-going drilling program to establish



the commercial viability of reserves in the Sable Island area.

Grand Banks

Six wells were completed in the Grand Banks area in 1981, and three more delineation wells were drilling on the Hibernia structure. Petro-Canada was a 25 per cent participant in all drilling conducted on the Grand Banks during 1981.

Testing of the Hibernia B-08 delineation well was completed early in the year. In addition to being the first discovery of free gas in the Hibernia structure, B-08 was the most productive oil well tested to that point on the Grand Banks. The results of B-08 provided encouragement in determining the commerciality of the Hibernia field.

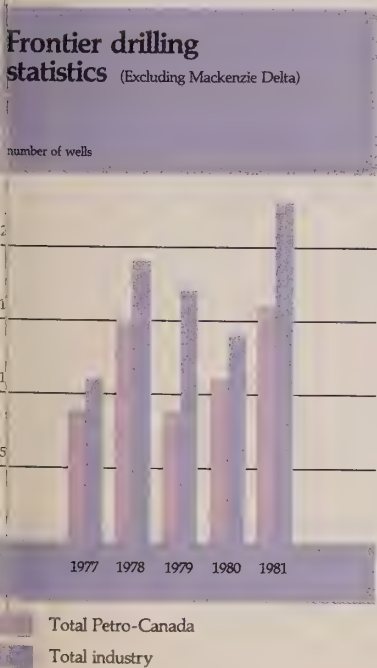
Hibernia G-55A, located eight kilometres northwest of the Hibernia P-15 discovery of 1979, failed to find hydrocarbons and was subsequently plugged and abandoned.

The third delineation well, Hibernia K-18, flowed oil from sands corresponding to those in the P-15 discovery. Located five kilometres north of P-15, this well confirmed the significant northwestern extension of the oil-bearing Hibernia structure.



Highly trained personnel and equipment combine to form the basis for offshore drilling operations. Petro-Canada was operator for two offshore drilling programs in 1981.

1 kilometre 0.62 miles

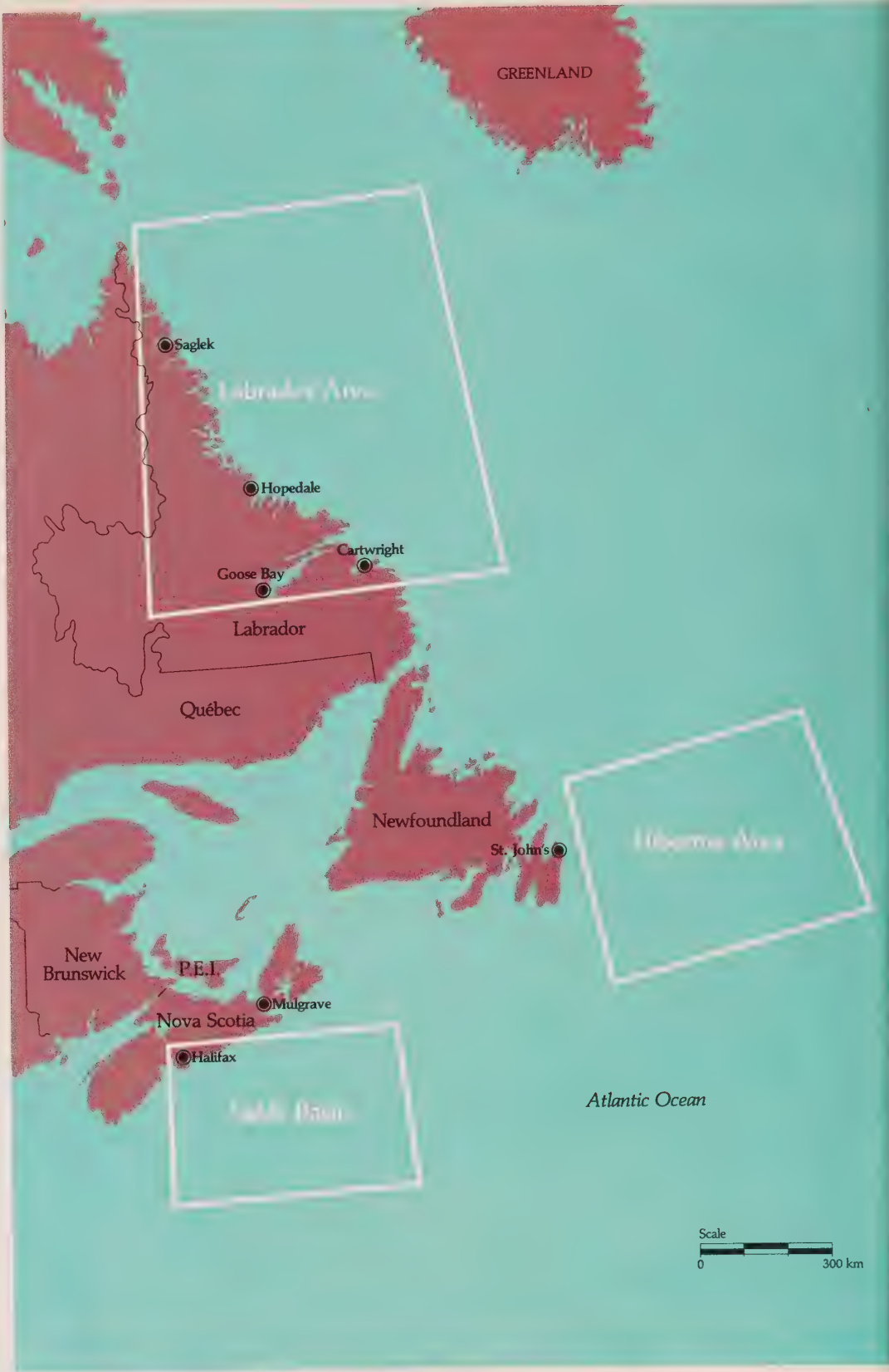




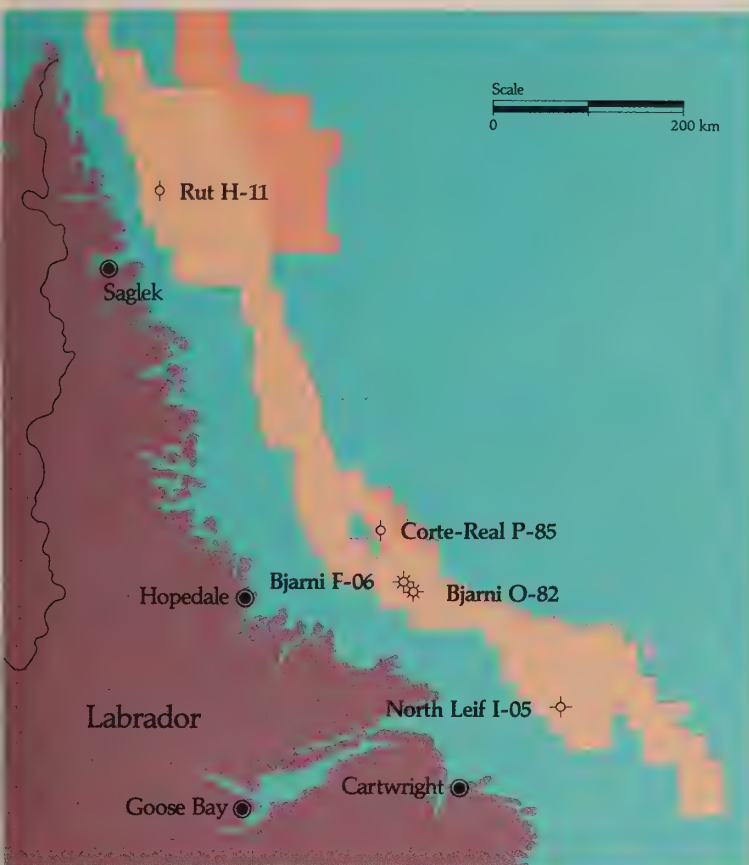
Offshore exploration is a high risk, costly effort that requires time, talent and patience.

1 kilometre = 0.62 miles

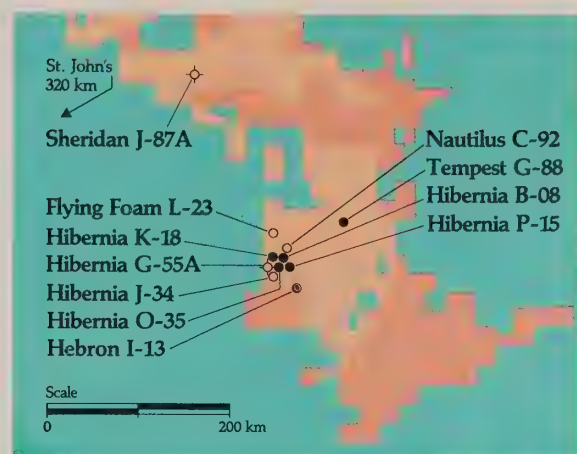
Canadian East Coast Offshore



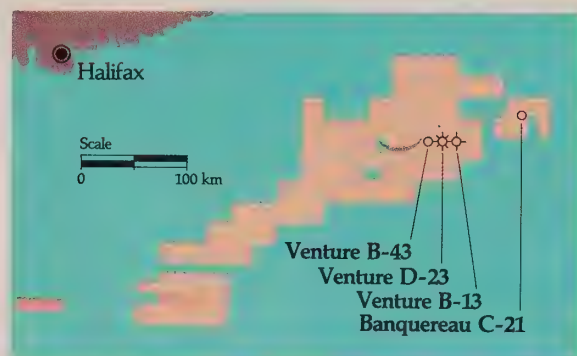
Labrador Area



Hibernia Area



Sable Basin



Three wildcat wells were also drilled on the Grand Banks on structures separate from Hibernia. Petro-Canada participated in an oil discovery at Hebron I-13, located 37 kilometres southeast of Hibernia in the same structural complex as the Ben Nevis-45 oil and gas discovery of 1980.

South Tempest G-88, spudded late in 1980, was also drilled on a separate structure, about 80 kilometres northeast of Hibernia. Testing of the well was curtailed due to operating difficulties. Additional drilling will be required to determine the economic potential of this and related structures.

Sheridan J-87, drilled 210 kilometres northwest of the Hibernia discoveries, was abandoned late in the year when it failed to encounter hydrocarbons.

At year end three wells were drilling in the Grand Banks area: the Hibernia J-34 delineation test, located two kilometres south of Hibernia O-35; and wildcats Nautilus C-92, seven kilometres north of Hibernia K-18, and West Flying Foam L-23, also located on a separate structure 35 kilometres northwest of the Hibernia field.

A significant thickness of hydrocarbon-bearing sands had been penetrated by Hibernia J-34 at year end. Nautilus C-92 had also shown hydrocarbons.

- Preferential rights
- Joint interest lands
- Oil well
- Gas well
- Drilling location
- Dry and abandoned
- Suspended



When icebergs threaten to disrupt offshore exploration, they are towed to a new course by supply vessels. Inuit girl is one of a new generation to see resource development begin in the frontier.

Labrador Shelf

As operator for the Labrador Group of companies, Petro-Canada operated three drillships on the Labrador Shelf during the year and made history with the first recovery of oil in that region, confirming the hydrocarbon potential of that portion of the east coast.

Petro-Canada et al North Leif I-05, 178 kilometres east of Cartwright, was re-entered, and a small quantity of oil was recovered in an area where other promising structures have been identified.

Bjarni O-82, 160 kilometres east of Hopedale, was re-entered and tested natural gas and condensate. North Bjarni F-06, eight kilometres northwest of Bjarni O-82, was also re-entered and gas was discovered. The indicated gas zone is sufficiently encouraging to be more fully evaluated in 1982.

Rut H-11, the most northerly of the wells drilled during the season, 65 kilometres northeast of Saglek, was suspended due to inclement weather. It will be re-entered in 1982.

The fifth well of the season was Corte-Real P-85, 145 kilometres northeast of Hopedale. The well was begun late in the season and only the initial casing was set. The well will be re-entered in 1982.

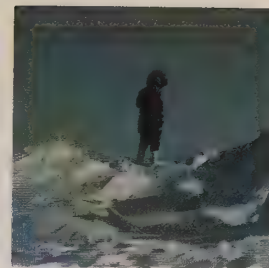
The Corporation, acting as operator for the Labrador Group and as a participant in other joint interest lands, conducted an extensive seismic program on the Labrador Shelf.

Arctic

Petro-Canada's 1981 exploration program in the Arctic Islands included activities as a member of the Arctic Islands Exploration Group (AIEG) and as a major shareholder of Panarctic Oils Ltd.

The AIEG Group, operated by Panarctic, drilled three wells to complete earning requirements on the acreage. All three wells discovered oil and natural gas. Although the discoveries require further delineation drilling to assess their commerciality, they offer new potential for oil and natural gas production from the high Arctic.

The first of the three wells to discover hydrocarbons was Skate B-80, 18 kilometres northeast of Loughheed Island, and some 83 kilometres northeast of the 1979-80 natural gas discovery at Whitefish. Skate B-80 tested the King Christian sands, the same zone that produced the prolific Whitefish discovery. It was the first time oil has flowed to the surface from Mesozoic rocks in the Arctic.



Maclean I-72, 25 kilometres east of Lougheed Island, also discovered natural gas and condensate. The most encouraging well was Cisco B-66, 18 kilometres west of Lougheed Island which flowed oil at a rate of 250 cubic metres per day. The well also flowed gas and condensate from a deeper horizon.

Petro-Canada participated, through its interest in Pararctic Oils, in two other wells in the Arctic Islands. Both were abandoned.

Petro-Canada was a 14.2 per cent participant in the 1981 drilling of Alerk 23 and in seismic programs in the nearshore Beaufort Sea. The well, drilled from an artificial island that had been constructed in 1980, was dry and was abandoned.

Two more artificial islands were constructed in the Beaufort Sea as sites for 1982 drilling on land in which Petro-Canada will participate.

Land Summary

(in hectares)

	Gross	Net
Provinces		
British Columbia	1 560 169	833 071
Alberta	3 945 722	2 009 065
Saskatchewan	252 718	112 184
Manitoba	148 528	74 555
Ontario	64 318	51 083
Quebec	1 362 110	705 690
Frontier		
N.W.T., Beaufort	10 859 893	7 760 298
Arctic Islands	10 177 968	1 886 588
East Coast offshore	36 223 710	19 030 697
International	626 169	73 010

The challenges are many but exploration in the high Arctic holds increasing potential for resource development with each new discovery.

1 kilometre = 0.62 miles
1 cubic metre = 6.28 barrels
1 hectare = 2.47 acres

Arctic Islands



- Joint interest lands
- Oil field
- Gas field
- Oil and gas well
- Gas well

The Arctic Pilot Project

The Arctic Pilot Project, operated by Petro-Canada, successfully passed through two rounds of joint federal-provincial government hearings during 1981 bringing it a step closer to National Energy Board hearings set for February, 1982. Transport Canada also completed review of the ship design and terminal facilities.

The Project is designed to test the feasibility of producing natural gas from wells in the Arctic Islands, transporting the gas by a 160 kilometre buried pipeline, liquefying the gas and shipping it by icebreaking ships to a regasification plant in southern Canada — all on a year round basis.

Petro-Canada is project leader of a group of Canadian energy and shipping companies and holds a 37.5 per cent interest in the project.

If National Energy Board approval is received for the technical and economic aspects of the project, only federal Cabinet approval will be required for the project to proceed. The \$2.1 billion project will take four years to construct and will operate for 20 years delivering some nine million cubic metres per day of natural gas from the Arctic.

Mainland Canada



The foothills of Alberta provide a scenic environment for drilling. Petro-Canada continues to actively explore for oil and natural gas in southern Canada.

1 cubic
metre = 35.31 cubic feet
1 hectare = 2.47 acres
1 kilometre = 0.62 miles



Exploration Activity

The acquisition of Petrofina substantially extended the Corporation's land base in 1981. Approximately 1.48 million net hectares of land within mainland Canada were added by Petrofina, offering greater scope for exploration in western Canada, the Arctic and the Gulf of St. Lawrence. In addition, Petro-Canada purchased 79 125 net hectares of land at provincial Crown sales.

Exploration activity was a major part of the Corporation's effort in the provinces during 1981. During the year, 173 exploratory wells in which Petro-Canada

held an interest, were drilled in western Canada of which 41 were gas wells, 38 oil wells, 88 were dry and abandoned and six suspended, pending evaluation.

The Corporation employed nine geophysical crews and acquired 2 684 kilometres of new seismic data. In addition another 2 137 kilometres of seismic were completed by partners.

Western Canada



- ▲ Key production areas
- Key heavy oil / oil sands activity
- Key downstream activity
- Key exploration areas

Petro-Canada was a major player in two of the most promising oil areas of Alberta: Shekile-Zama Basin and the Peace River Arch. In the Shekile-Zama Basin, a successful oil well was drilled and 2 888 net hectares of land were acquired. The Corporation participated in 730 kilometres of seismic work in the basin.

In the Peace River Arch oil play, Petro-Canada added 36 794 net hectares to its extensive acreage, participated in seven oil discoveries and conducted 380 kilometres of seismic work.

Activity in British Columbia was aimed at conventional oil prospects or those with potential for significant gas reserves. A seismic program was conducted in the Pajay area and two significant natural gas discoveries were made: one was in the foothills in the Oetco area and the other was at Laprise.

The Corporation continued geophysical evaluation of prospects in the attractive oil-prone Cambrian Basin north of Norman

Wells, Northwest Territories. This area of the Northwest Territories, known as the Northern Interior Plains, has the potential to be a successful hydrocarbon area with its recognized source and reservoir rocks.

Within the Northwest Territories, Petro-Canada was awarded nine exploration agreements during the year, totalling 6.52 million net hectares. Two of these must be actively explored in keeping with the negotiated work program. The other seven agreements are under a two-year exploration delay to help facilitate land claim negotiations with the Déné and Métis of the Mackenzie Valley.

Work in the Province of Québec was devoted to three areas: the St. Lawrence Lowlands, the Gaspé peninsula and the estuary of the St. Lawrence River. Three wells were drilled in the St. Lawrence Lowlands, and one on the Gaspé Peninsula; a seismic program in the estuary of the St. Lawrence River was also completed. Two of the wells in the Lowlands, both near the town of Bécancour, encountered gas shows. Further testing is planned to evaluate these shows.

Petro-Canada, with two partners, acquired some 20 000 gross hectares southeast of London, Ontario in 1980 and 1981. The group ran a 105-kilometre seismic program and drilled one well in 1981.



Driller keeps a close eye on rig floor activities.

Production Activity

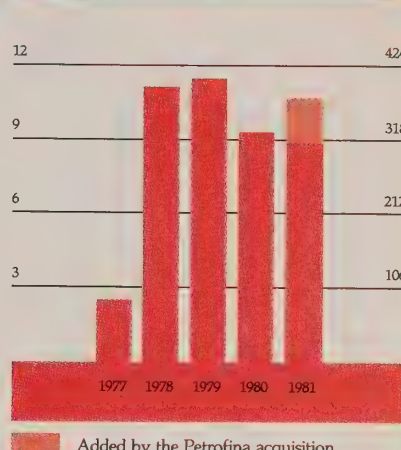
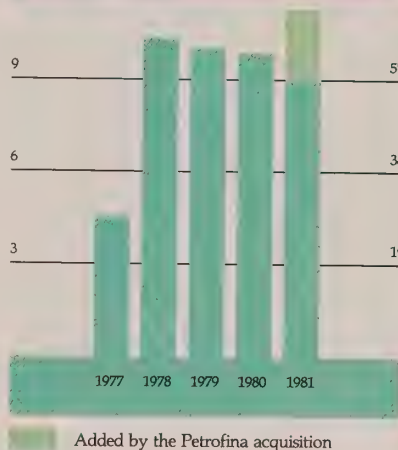
A significant activity during 1981 was the integration of Petrofina's operations with those of Petro-Canada. These included major gas facilities at Wildcat Hills and Windfall and oil operations in the Redwater field, all in Alberta. Most of the producing properties that were acquired were in proximity to existing Petro-Canada operations. The integration added 2 310 cubic metres a day of oil and natural gas liquids and 1 771 thousand cubic metres per day of natural gas. This brought the Corporation's total production to 11 302 cubic metres per day of oil and natural gas liquids and 10 718 thousand cubic metres per day of natural gas.

Oil production was less than forecast due to the cutback ordered by the Alberta Energy Resources Conservation Board. Gas production was below capacity as a result of continued low export demand for natural gas, particularly from British Columbia where the Corporation has a major portion of its gas production.

The Corporation continued with its aggressive development drilling program, participating in 231 gross wells of which 203 gross wells were completed as oil or gas producers.

Major facilities were completed by Petro-Canada in 1981 at Brazeau and East Kaybob, Alberta. At Brazeau, a central oil battery and gas conservation facility were expanded to accommodate the higher oil and gas production realized from miscible flooding of the Nisku oil reservoirs. This project will nearly double recovery of oil from these reservoirs.

At the Kaybob gas plant, 160 kilometres northwest of Edmonton, expanded facilities were put on stream in 1981 at 280 000



cubic metres a day. This new gas processing plant and reinjection facility increased sweet and sour gas capacity at the plant site to approximately 2 million cubic metres per day. Of this volume about 280 000 cubic metres of gas is reinjected into the Kaybob East pool to maintain pressure and increase natural gas liquid recovery.

At Hanlan, in the west central foothills of Alberta, construction of a major gas plant was started by a partner with Petro-Canada's working interest share being approximately 21 per cent in the overall project and 31 per cent in the plant. The Corporation invested \$14.5 million net in 1981 in this project of a total expected net cost of \$78 million. The plant is expected to be on stream in early 1983 at a production rate (Petro-Canada net) of 1.08 million cubic metres per day of marketable gas.

In the Medicine Hat — Alderson fields in southeast Alberta, Petro-Canada drilled and tied-in 68 gas wells to increase the gas contract rates in this area. At the Gilby gas plant west of Red Deer the equipment was

1 hectare = 2.47 acres
1 kilometre = 0.62 miles
1 cubic metre = 6.28 barrels
1 cubic metre = 35.31 cubic feet



Maintenance of equipment and plant, expansion of existing facilities and daily routine are all part of the production end of the oil business

modified to recover 125 cubic metres per day of propane and butanes, plus additional condensate. The Wildcat Hills plant underwent major compressor modifications to maintain the plant capacity at 2 630 thousand cubic metres per day.

In British Columbia compressor installations were completed at Siphon, Stoddart and North Pine north and northeast of Fort St. John. These facilities will allow the Corporation to maintain gas contract rates for these areas. A central battery facility was completed in East Weasel, 90 kilometres north of Fort St. John, allowing concurrent oil and gas production.

In the Bellshill Lake field, development continued with the successful drilling and completion of 10 additional wells. This development will increase current production and ultimate recovery from the pool.

Oil Sands

Petro-Canada, as a major holder of oil sands leases, is involved in two types of oil sands projects: those in which the oil sands can be recovered by surface mining and those in which the oil sands must be recovered by *in situ* methods.



In the non-mineable oils sands, Petro-Canada as operator, completed the Mine Assisted In Situ Process pilot, north of Fort McMurray. The pilot tested horizontal drilling and production from oil sands using steam stimulation.

In another *in situ* project the Petro-Canada operated PCEJ project completed the third year of a five-year program to test a patented electric preheat/steam flooding process. Four wells have been successfully used to preheat the formation by electric current and, at year end, plans were being made to recompleat the four electrode wells in preparation for production by steam flooding.

Petro-Canada has an interest in approximately 15 per cent of all mineable oil sands licenses that have been granted by the Alberta government. This holding represents about 36 000 hectares.

The Corporation is participating in three mineable projects: Syncrude Canada Ltd., Alsands Energy Ltd. and Canstar Oil Sands Ltd.

During 1981 the Corporation increased its interest in the Syncrude project to 17 per cent as a result of the Petrofina acquisition. During the year \$128 million in capital was invested in the plant by the owners and considerable progress was made in the areas of productivity of the draglines and bucket wheel reclaimer systems and in the operating stability of the upgrading processes.

Despite operating problems which occurred in December, the plant shipped 4.7 million cubic metres of synthetic crude oil. The Corporation's share, before adjustment for Alberta Crown Royalties, was 750 000 cubic metres.

Design work has commenced on a debottlenecking program which would increase the plant design capacity to the permit level of 20 560 cubic metres per calendar day. Completion is expected in 1986. Plans are also being made to improve the stability and reliability of the operation and to reduce operating costs.

The Corporation also increased its interest in the Alsands project to 17 per cent as a result of the acquisition of Petrofina. By year end project approval was still delayed pending agreement with the provincial and federal governments. Construction completion of this project has now been extended to late 1988 or early 1989.

Petro-Canada is a 50 per cent partner in Canstar Oil Sands Limited which is examining the possible construction of the first all-Canadian oil sands plant.

Heavy Oil

The challenges of development and exploitation of heavy oil deposits are being met with aggressive efforts by Petro-Canada. Development of this resource will contribute significantly to the national goal of energy self-sufficiency.

Petro-Canada is actively evaluating commercial resources and assisting and encouraging industry involvement in the development and exploitation of heavy oil reserves.

Proven Reserves Natural Gas (before royalties)

	1977	1978	1979	1980	1981
(millions of cubic metres)					
Western Canada					
British Columbia	*	54 480.1	45 576.2	50 955.3	49 809.6
Alberta	*	63 945.8	61 955.9	64 125.2	87 139.3
Saskatchewan	*	244.3	276.7	312.3	320.8
Subtotal	23 123.0	118 670.2	107 808.8	115 392.8	137 269.7

International

Gulf of Mexico (U.S.)	0.0	0.0	0.0	485.3	431.5
-----------------------	-----	-----	-----	-------	-------

Proven Reserves Oil and Natural Gas Liquids (before royalties)

	1977	1978	1979	1980	1981
(thousands of cubic metres)					
Western Canada					
British Columbia	*	4 021.5	3 941.8	3 912.4	4 037.3
Alberta	*	45 966.4	46 109.0	43 874.5	48 209.9
Saskatchewan	*	533.2	352.2	865.6	1 567.7
Manitoba	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5
Subtotal	24 127.0	50 521.1	50 403.0	48 652.5	53 826.4

International

Spain	0.0	1 003.2	1 029.6	974.2	917.3
-------	-----	---------	---------	-------	-------

*not available

The Corporation is operator of five separate heavy oil thermal pilot projects. A 100 per cent Petro-Canada project, the Primrose Lake Heavy Oil Pilot was constructed in 1981. Cost of the pilot project will eventually total \$34 million and will test a cyclic steam injection scheme on eight wells in 1982.

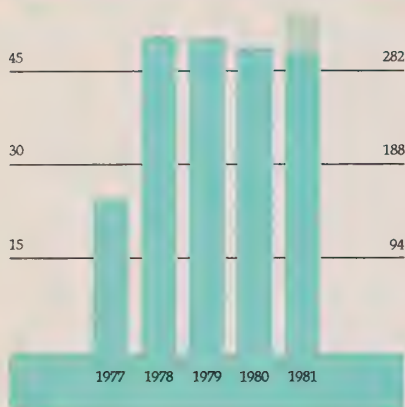
Another major heavy oil pilot is at Cactus Lake, Saskatchewan, where participation is shared equally with two companies. This field currently on primary production will be pilot tested for enhanced recovery using a fireflood scheme.

1 cubic metre = 35.31 cubic feet
1 kilometre = 0.62 miles
1 hectare = 2.47 acres
1 cubic metre = 6.28 barrels

Reserves Crude oil and natural gas liquids

millions of cubic metres

millions of barrels



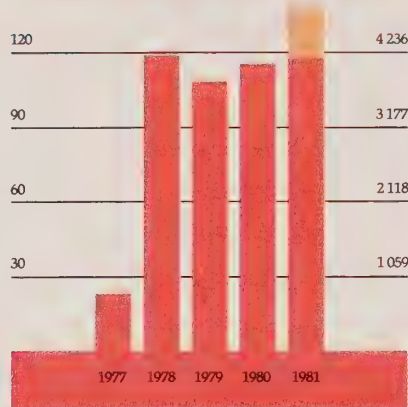
Added by the Petrofina acquisition

1 cubic metre = 6.28 barrels
1 cubic metre = 35.31 cubic feet

Reserves Natural gas

millions of cubic metres

billions of cubic feet



Added by the Petrofina acquisition

At Muriel Lake, and Kinsella, Alberta, the Corporation is a partner in two separate heavy oil pilots to investigate recovery rates and techniques. Plans for further piloting in the Kinsella area are underway with approximately \$20 million being allocated to the pilot work.

Petro-Canada is also a participant with four other companies in plans to build a heavy oil upgrader in Saskatchewan. By year end, the group had taken options to purchase land in two areas, each a possible location for an upgrader.

Reserves and Production Figures

Petro-Canada's proven reserves of oil and natural gas liquids were 47.1 million cubic metres at year end. The Corporation produced 3.3 million cubic metres (an average of 8 992 cubic metres a day) during 1981. Reserve additions and revisions to reserves amounted to 1.7 million cubic metres for a net decrease in reserves of 1.6 million cubic metres.

Total proven reserves of natural gas stood at 117.6 billion cubic metres at year end. Production for 1981 was 3.3 billion cubic metres (an average of 8 947 thousand cubic metres a day). Reserve additions and

revisions to reserves amounted to 5.5 billion cubic metres for a net increase in reserves of 2.2 billion cubic metres.

Proven reserves of oil and natural gas liquids added through the acquisition of Petrofina were 6.7 million cubic metres. Minor revisions or additions resulted in a net decrease of reserves of 0.8 million cubic metres during the year.

For natural gas proven reserves, the acquisition brought with it 19.7 billion cubic metres to Petro-Canada. Additional production totalled 0.6 billion cubic metres. Reserve additions and revisions to reserves from former Petrofina activities amounted to 0.5 billion cubic metres for a net decrease in reserves of 0.1 billion cubic metres.

At December 31, 1981, the combined reserves for Petro-Canada and Petrofina for oil and natural gas liquids were 53.8 million cubic metres and for natural gas 137.3 billion cubic metres.

International

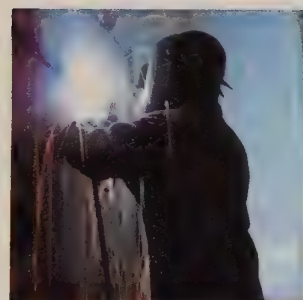
A major discovery, made in the Norwegian North Sea block 30/3 in which Petro-Canada holds a five per cent interest, was tested in 1981. Further delineation drilling will be conducted during 1982.

Seismic data acquired in conjunction with partners on seven blocks off the coast of the People's Republic of China was interpreted and the results were submitted to the Chinese governments as a prelude to bidding for drilling rights expected to be awarded in 1982.

Petro-Canada holds a 7.58 per cent interest in the producing Casablanca field in the Spanish Mediterranean.

Reserves at year end for the Gulf of Mexico properties in the United States were 431.5 million cubic metres of natural gas and 23 000 cubic metres of natural gas liquids.

Downstream Review



A second refinery and a highly qualified staff were added to Petro-Canada's assets through the acquisition of Petrofina.



The acquisition of Petrofina Canada Inc. had a dramatic effect on the marketing and manufacturing activities of the Corporation both from a financial and a processing position. The Petrofina assets added substantially to the refining capability of the Corporation with the addition of a 13 500 cubic metre per day refinery at Pointe-aux-Trembles, Québec, and extended the Corporations' marketing outlets to eastern Canada. Marketing and manufacturing will play a growing part in the Corporation's activities, providing cash flow for long term, costly geographic and technological frontier developments.

Manufacturing

Expansion to Petro-Canada's refinery at Taylor, British Columbia, was completed during the year boosting the plant's capability by 700 cubic metres per day. The project, involving modifications or additions to virtually every major component of the refinery, raises plant charge capacity by 28 per cent to 3 200 cubic metres per stream day. The expansion will assist the Corporation to more fully meet market demand in western Canada.



From wellhead to gas tank, Petro-Canada is not only a fully integrated petroleum company, its operations are nationwide.

Construction of a 2 225 cubic metres per day Visbreaker at the Pointe-aux-Trembles refinery began late last year. It will reduce heavy fuel oil production by about 25 per cent through conversion to gasoline and middle distillate. Project completion is expected in late 1982 at a cost of \$35 million.

The 1980's are expected to see heavy oils forming an increasing proportion of the crude supply throughout the world. In Canada, bitumen from oil sands and heavy oil from western Saskatchewan and Alberta will be a major contributor to future energy supply. In preparation for the need to upgrade these heavy oils prior to refining, Petro-Canada has spent three years studying the CANMET residuum hydrocracking process developed by the research at the federal department of Energy, Mines and Resources. The Corporation was granted an exclusive license in 1979 to develop the process.

Late in the year, Petro-Canada's Board of Directors approved expenditure of \$117 million for construction of an 800 cubic metre per day demonstration plant for its

CANMET process. The unit will be located at the Pointe-aux-Trembles refinery and is scheduled to be on-stream in 1984. The unit will play a vital role within the refinery in disposing of excess heavy fuel oil and, at the same time, will provide the first commercial demonstration of the CANMET technology.

Total throughput of refined products at the Pointe-aux-Trembles refinery was 237 339 million litres following the acquisition by Petro-Canada. This commodity added \$102.5 million to revenues.

In the last quarter of 1981, the Corporation sold its polystyrene facility, adjacent to the Pointe-aux-Trembles refinery, to a Canadian company for \$16.9 million.

At Empress, Alberta, the Corporation's turbo-expander straddle plant contributed substantially to Petro-Canada's cash flow. Designed to strip liquid products from natural gas, the plant processes more than half of the gas leaving Alberta for eastern Canada. During 1981, the plant recovered 6 800 cubic metres of liquid products a day; an increase of 1 300 cubic metres per day over 1980 production, the previous high production year.

The ethane is delivered by pipeline to either a petrochemical plant near Red Deer, Alberta, or to the Cochin pipeline, 10 per cent of which is owned by Petro-Canada. The remaining liquids, 2 400 cubic metres per day, are fed to Petro-Canada's own pipeline which extends from the Alberta border to Winnipeg.

Other Projects

The Corporation is participating with five other companies in the Carmont Project to study the construction of a \$1.5 billion heavy oil upgrader in Montreal. The project has proceeded to the design, cost estimates, research and development and environmental impact assessment phases.

Petro-Canada continued during 1981 to act as agent for the importation of Mexican crude oil. The Corporation is responsible for the purchase of 7 900 cubic metres of oil per day, its transportation and delivery to refiners in eastern Canada. This represented about nine per cent of the country's total crude oil imports during the year. During the first 15 months of the contract, including all of 1981, the Corporation handled some 2.9 million cubic metres of Mexican oil, down from anticipated levels due to shipping and weather difficulties. This was the first state-to-state oil deal negotiated by Petro-Canada.

At Come-by-Chance, Newfoundland, Petro-Canada is studying the technical and economic feasibility of rehabilitating the refinery there which is currently mothballed.

Marketing

Retail marketing of gasoline and other motor fuels is the Corporation's most visible activity. With the acquisition of Petrofina Canada Inc., Petro-Canada's retail system was expanded to eastern Canada. In January, 1981, Petro-Canada



acquired Merit Oil Co. Ltd., primarily a gasoline retailer in British Columbia. Mainly due to these two events the Corporation's total marketing outlets rose to 1 504 at year end.

The Corporation's volume of refined oil products sold rose from 1 436 000 cubic metres in 1980 to 4 017 000 cubic metres in 1981.

Reidentification of the Fina service stations began late in the year with the simultaneous opening of stations in Montréal, Toronto and Halifax. Conversion of all stations will be complete by the middle of 1982. Reidentification of Merit stations began in 1981 and will be completed in 1982. Response at the reidentified stations has been encouraging with an overall increase in sales of two per cent despite a general industry decline of three per cent. At the same time, credit card applications during the last quarter increased four times over the same period last year.

Petro-Canada's marketing outlets now exceed 1 500 and are located in every territory and province except Newfoundland.

1 cubic metre	=	6.28 barrels
1 cubic metre		291.97 gallons
1 cubic metre		35.31 cubic feet

Research and Other Activities



Research and development will play an increasing role in activities. Applied research has been undertaken in the laboratory and the field.

Activities: 100,000 square metres
 Research: 10,000 square metres
 Development: 10,000 square metres



Research and Development

Petro-Canada's commitment to research and development has been a long standing one. In 1980, the Corporation opened its first centralized, in-house facility. Late in 1981, the Board of Directors gave approval to expand the existing 6 130 square metres facility by an additional 26 400 square metres on adjacent property at the University Research Park in northwest Calgary. The facility will be completed in 1985 to provide space and equipment essential to developing new or improved exploration, production and heavy oil upgrading technology.

The Corporation spent \$66 million in 1981 in research and development, representing 7.3 per cent of the total corporate capital budget. This includes energy related research such as oil sands pilots, and technical services and developmental work.

The success of Petro-Canada's future operations will depend in part on its ability to meet technical challenges to fully realize hydrocarbon potential. This is especially true in the areas of frontier

production and transportation systems and also in connection with heavy oil and oil sands production and processing.

Petro-Canada's role in finding and developing reserves in Canada will include the unique application of technology through research and development.

Coal

Petro-Canada's activities in coal in western Canada continued to evolve in 1981. A project at Kipp, Alberta, 15 kilometres northwest of Lethbridge, was shelved for up to two years due to railway transportation difficulties.

At the Corporation's Monkman coal properties in northeastern British Columbia, preliminary exploration, engineering and socio-economic studies were completed during the year. The Monkman coal basins, one of the most promising coal properties in northeastern British Columbia, cover 38 308 hectares and contain an estimated 2.8 billion tonnes of coal in place.

In total the Corporation holds some 200 000 hectares of coal lands in southern Canada plus approximately 1.6 million net hectares in the Arctic.

Petro-Canada also participated in coal surveys and feasibility studies in Nova Scotia and oil shale surveys in New Brunswick.

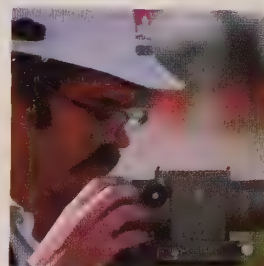
Canertech

Canertech was established in 1980 as a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada. Headquartered in Winnipeg, Manitoba, Canertech began its first year of operation with a \$20 million budget aimed at assisting the development of commercial alternate energy projects in Canada. Canertech is expected to become an autonomous Crown corporation in the near future.



Petro-Canada International Assistance Corporation

This wholly owned subsidiary of Petro-Canada was established in 1981 as a separate business entity by the Government of Canada. Separate funds will be supplied by the Government to PCIAC in order to provide assistance to lesser-developed countries in exploring for and developing indigenous oil and natural gas resources.



Feasibility studies and preliminary exploration work have been conducted on the Corporation's coal properties.

Corporate Responsibility



Petro-Canada's team of employees are the Corporation's most valuable asset. Rapid growth by acquisition places even greater emphasis on the importance of the staff.



Human Resources

The Corporation added 1 500 employees to its staff as a result of the Petrofina acquisition bringing to 5 800 the total of full time and part time staff. Petro-Canada began construction of an office complex in 1981 to house its growing staff in Calgary now scattered in more than 20 locations in the city. The new complex is 50 per cent owned by Petro-Canada.

Petro-Canada is above all, a team of professional, hard-working people. Each of the Corporation's activities and each of its accomplishments are the result of many contributions of many employees. Career development and training programs for permanent staff are on-going commitments of the Corporation.

Environmental and Social Affairs

Since its inception Petro-Canada has taken a strong interest in the environmental and socio-economic impact of energy developments. Emphasis has been placed on the integration of these concerns in both corporate and operating activities; with the result that Petro-Canada is one of the leading corporations in this area in the Canadian business community.

The Corporation's responsibility includes giving environmental and social concerns high priority in every phase and level of the Corporation's operations. This includes planning, decision-making, engineering, implementation and decommissioning.

Petro-Canada's approach ensures that its resource development decisions are taken in a process that includes public and community concerns and facilitates information exchange between groups interested in and affected by proposed developments. Communication between industry, the public and government agencies is encouraged in order to evolve sound regulatory and policy approaches for treating these concerns in the development of Canada's energy resources.

The environmental and social affairs staff of the Corporation work in conjunction with the operations group to develop continuity and practical solutions to everyday problems throughout Canada. In addition, the Corporation takes an active role in organizations dedicated to the conservation of the environment and the development of emergency contingency planning.

As part of the Corporation's commitment to good corporate citizenship, a well



rounded program of donations within Canada was administered. Petro-Canada made financial contributions in the areas of health and welfare, education, cultural and environmental areas as well as supporting sports, civic and other activities.

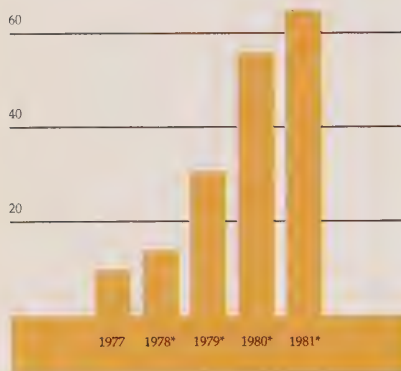


Petro-Canada plays an active role in ensuring that resource development decisions include social and environmental consideration.

Financial Review

Earnings*

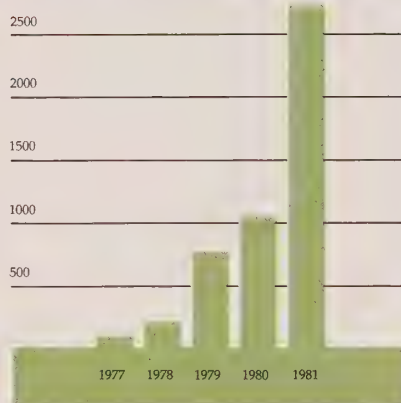
in millions of dollars



* Earnings are after deduction of preferred share dividends of a subsidiary.

Total revenue

in millions of dollars



The substantially increased revenues and earnings for 1981 reflect the continued growth of the Corporation resulting from its large capital expenditure programs and the acquisition of Petrofina Canada Inc. during the year. The results of the former Petrofina operations are included in the financial statements from May 12, 1981, the effective date of the acquisition.

Earnings

Earnings before income taxes were \$429.0 million compared with \$319.2 million in 1980, an increase of 34.4%. Provision for income taxes of \$225.2 million resulted in net earnings before preferred share dividends of a subsidiary of \$203.8 million, an increase of \$40.1 million or 24.5% from 1980. The dividends paid on the preferred shares, which are held by a group of Canadian chartered banks, amounted to

\$139.0 million, leaving net earnings after preferred share dividends of \$64.9 million. This compares with \$55.7 million in 1980, an increase of 16.5%.

The National Energy Program (NEP) included provisions for the Petroleum Incentives Program (PIP) and the Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT). The PGRT is clearly stated in the NEP to be the funding mechanism for PIP and it follows that these two provisions of the NEP represent an integrated program such that a portion of the PIP is funded by the Corporation itself by its payment of PGRT. The Government in fact permits PGRT obligations to be satisfied by waiving the right to PIP entitlements of like amount, as a result of which PGRT payments can be totally avoided providing there is sufficient PIP entitlement. The PIP/PGRT program is intended to replace former incentives provided through the income tax system by means of depletion allowances which were reflected in the earnings statement.

Petro-Canada's earnings have been determined in accordance with a Guideline issued in February, 1982 by the Canadian Institute of Chartered Accountants which stipulates that PGRT be treated as a reduction of earnings and that PIP entitlements be treated as a reduction of capital expenditures. The Corporation is of the opinion that this treatment does not recognize the self-funding nature of the PIP/PGRT program, does not portray the real economic impact and produces results which are not comparable with those of prior years when depletion allowances were reflected in the statement of

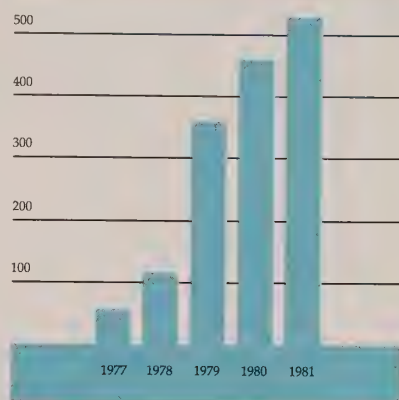
earnings. It is the Corporation's view that, to the extent PIP is available, PGRT should be netted against PIP rather than be deducted from earnings and that capital expenditures should be reduced only by the PIP remaining after PGRT has been deducted. On this basis the Corporation's net earnings for 1981, after preferred share dividends, would have been \$106.1 million compared to \$55.7 million in 1980, an increase of \$50.4 million or 90.5%.

Revenue

Operating revenue of \$2 646.4 million includes \$707.6 million generated by the former Petrofina operations since the date of acquisition. If this contribution is deducted from operating revenue, the resultant \$1 938.8 million compares with \$991.5 million in 1980, for an increase of \$947.3 million. This increase is mainly as a result of including a full year's revenue from Mexican crude oil, imported by the Corporation in accordance with Government of Canada directives, amounting to \$680.0 million in 1981, compared with \$11.8 million in 1980. The remaining \$279.1 million of the increase resulted from higher sales volumes and prices in the refined oil products segment, and higher prices together with a slight improvement in sales volumes in the natural gas liquids segment. Higher prices in the natural resources segment were largely offset by reduced gas production volumes, mainly in British Columbia, and reduced oil production as a result of the Alberta cutback program. Interest and other income of \$48.4 million resulted mainly from the investment of temporarily surplus cash. The Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited generated most all of the \$21.0 million equity in earnings of affiliates. Total revenue for the year of \$2 715.8 million represents an increase of \$1 680.6 million over 1980 revenue of \$1 035.2 million.

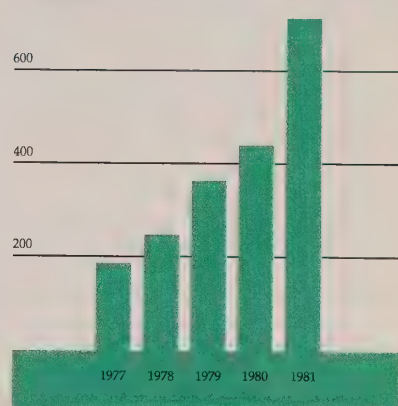
Funds provided from operations

in millions of dollars



Capital expenditures

in millions of dollars



Expenses

Expenses increased to \$2 286.8 million from \$716.0 million in 1980 reflecting a full year's purchases of Mexican crude oil; the considerably expanded operations resulting from the acquisition of Petrofina; higher volumes and costs of purchased crude oil and products for refining and marketing operations; the introduction of the Petroleum and Gas Revenue Tax and the impact of inflation on expenses.

Funds from operations

Funds from operations of \$526.9 million in 1981 were up by \$69.4 million or 15.2% from \$457.5 million in 1980. This amount consisted of the earnings before dividends of \$203.8 million plus items not requiring cash expenditures of \$323.1 million (deferred income taxes of \$175.3 million; depreciation, depletion and amortization of \$157.1 million less net credits of \$9.3 million).

Funds available for reinvestment

During 1981 Petro-Canada generated funds for reinvestment of \$188.6 million. This amount consisted of funds from operations of \$526.9 million plus advances for future natural gas deliveries of \$8.8 million less obligations for long-term debt of \$208.1 million and preferred share dividends of \$139.0 million.

Capital expenditures

Capital expenditures in 1981 were \$709.9 million, an increase of \$270.4 million or 61.5% over 1980. These expenditures consisted of:

	<u>millions</u>
Oil and gas exploration and development	\$425.5
Refining and marketing	74.2
Bituminous sands projects	50.3
Other property, plant and equipment	44.6
Investments (mainly Panarctic, Canertech and Westcoast) ...	88.7
Deferred charges (mainly Arctic LNG, heavy oil, oil sands projects and other feasibility studies)	26.6
	<u>\$709.9</u>

These expenditures were financed by the funds available for reinvestment and by proceeds from the issues of shares and long-term debt. The Corporation's entitlement to receipts of \$138.8 million from the Petroleum Incentives Program, resulting from eligible capital expenditures, has been included in working capital.

Acquisition

During the year the Corporation acquired 55.7% of the outstanding shares of Petrofina Canada Inc., which has been renamed Petro-Canada Enterprises Inc., and has a tender offer outstanding for the remaining shares which remains open

until February 28, 1983. The results of the former Petrofina operations from May 12, 1981, the effective date of the acquisition, are included in the consolidated financial statements. The cost of the acquisition to December 31, 1981 was \$825.5 million and it is estimated that the cost of acquiring remaining 44.3%, subject to adjustments reflect imputed interest and dividend payments, would be \$787.4 million. The acquisition is being financed through a credit facility arranged with two Canadian chartered banks, much of which is being repaid by funds from the Canadian Ownership Account, in acknowledgement of which the Corporation is issuing convertible notes to the Government of Canada. These notes will be converted into common shares of the Corporation at a later date.

Net assets

The consolidated assets at December 31, 1981 totalled \$6 612.5 million and consisted of: current assets — \$1 207.1 million; investments (mainly Westcoast and Panarctic) — \$383.9 million; property, plant and equipment — \$4 911.4 million; deferred charges (mainly feasibility studies) — \$69 million and deferred interest — \$40.4 million. Deductions from the consolidated assets for liabilities, deferred income tax and the minority interest in Enterprises totalling \$3 045.9 million together with \$1 464.4 million preferred shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. resulted in net assets of \$2 102.2 million, representing the Government of Canada's investment in the Corporation. This investment consisted of: notes which will be converted into common shares of the Corporation — \$460 million; preferred shares — \$864.8 million; common shares — \$600.0 million and retained earnings — \$175.7 million.

Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department, whose functions include reviewing the system of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors at least four times each year to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

to the Honourable Marc Lalonde, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1981 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1981 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Calgary, Canada
February 26, 1982

Chartered Accountants



Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1981

(stated in thousands of dollars)

Assets

Current Assets

	1981	1980
Cash and short-term deposits	\$ 115 534	\$ 72 69
Accounts receivable	587 476	257 1
Inventories (Note 3)	474 017	127 2
Deposits and prepaid expenses	30 043	25 6
	1 207 070	482 6
Investments (Note 4)	383 875	291 8
Property, Plant and Equipment, net (Note 5)	4 911 387	2 950 7
Deferred Charges (Note 6)	69 754	41 5
Deferred Interest (Note 10)	40 447	—

Approved on behalf of the Board

Director

Director

\$6 612 533

\$3 766 70

Liabilities

	1981	1980
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 426 523	\$ 285 792
Income taxes payable	10 006	—
Portion of long-term debt due within one year	73 135	61 668
	<u>509 664</u>	<u>347 460</u>
Long-Term Debt (Note 7)	211 042	221 407
Revolving Term Loan (Note 8)	566 829	—
Advances on Future Natural Gas Deliveries	60 896	37 187
Deferred Income Taxes	910 066	581 738
Minority Interest in Subsidiary (Note 2)	787 450	—
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 9)	1 464 375	1 464 375
Convertible Notes (Note 10)	461 767	—
Shareholder's Equity		
Capital (Note 11)		
Preferred shares	864 772	423 800
Common shares	<u>600 000</u>	<u>580 000</u>
	1 464 772	1 003 800
Retained Earnings	<u>175 672</u>	<u>110 799</u>
	<u>1 640 444</u>	<u>1 114 599</u>
Commitments and Contingencies (Note 16)		
	<u>\$6 612 533</u>	<u>\$3 766 766</u>



Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1981

(stated in thousands of dollars)

	1981 (Note 2)	1980
Revenue		
Operating	\$2 646 365	\$ 991 5
Interest and other income	48 414	27 6
Equity in earnings of affiliates	20 998	16 0
	<u>2 715 777</u>	<u>1 035 1</u>
Expenses		
Crude oil and product purchases	1 541 920	290 0
Producing and refining	274 440	165 2
Depreciation, depletion and amortization	157 122	141 9
Marketing, general and administrative	156 942	79 7
Taxes other than income taxes	115 586	16 1
Interest on long-term debt	35 446	22 8
Other interest	5 303	—
	<u>2 286 759</u>	<u>716 0</u>
Earnings Before Income Taxes	<u>429 018</u>	<u>319 1</u>
Provision for Income Taxes (Note 12)		
Deferred	175 278	156 4
Current	49 896	(9
	<u>225 174</u>	<u>155 4</u>
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary	<u>203 844</u>	<u>163 6</u>
Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 9)	<u>138 971</u>	<u>107 9</u>
Net Earnings for Year After Preferred Share Dividends of Subsidiary	<u>64 873</u>	<u>55 7</u>
Retained Earnings at Beginning of Year	<u>110 799</u>	<u>55 0</u>
Retained Earnings at End of Year	<u>\$ 175 672</u>	<u>\$ 110 7</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

for the year ended December 31, 1981
(stated in thousands of dollars)

	1981 (Note 2)	1980
Sources of Working Capital		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	\$ 203 844	\$163 686
Add items not affecting working capital	323 126	293 864
Working capital provided from operations	526 970	457 550
Borrowings from revolving term loan	1 029 558	—
Proceeds from issue of convertible notes	461 767	—
Proceeds from issue of shares	460 972	80 000
Petroleum incentives program grants	138 764	—
Proceeds from issue of long-term debt	21 230	—
Advances on future natural gas deliveries	8 752	19 891
	<u>2 648 013</u>	<u>557 441</u>
Uses of Working Capital		
Acquisition of Petrofina Canada Inc.	825 500	—
Less working capital acquired	299 771	—
	<u>525 729</u>	<u>—</u>
Purchase of property, plant and equipment	594 601	424 379
Repayments of revolving term loan	462 729	—
Reduction of long-term debt	208 055	60 829
Preferred share dividends paid by subsidiary	138 971	107 937
Increase in investments	88 673	10 163
Deferred interest	40 447	—
Increase in deferred charges	26 607	4 991
	<u>2 085 812</u>	<u>608 299</u>
Increase (Decrease) in Working Capital	<u>562 201</u>	<u>(50 858)</u>
Working Capital at Beginning of Year	<u>135 205</u>	<u>186 063</u>
Working Capital at End of Year	<u>\$ 697 406</u>	<u>\$135 205</u>



Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1981

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada and of all subsidiary companies ("the Corporation") except those of Canertech Inc., the reason for which exclusion is described in Note 4.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired.

(b) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the close of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations were incurred or the capital stock was issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depreciation, depletion and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

(c) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(d) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

(e) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for the investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of five Canadian frontier areas and each foreign area in which the Corporation has an interest. Costs incurred in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. In 1981, the Corporation adopted the revenue method of depletion for the non-frontier Canada cost centre whereby costs incurred are depleted in the proportion that current revenue is to the total estimated revenue from proven reserves of oil and gas. This modification of the unit of production method, which prior to 1981 was based on production volumes, was made in response to changes in the pricing of hydrocarbons initiated by the National Energy Program and finalized by the signing of the Energy Pricing and Taxation Agreements between the Federal Government and the producing provinces.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depreciated on the unit of production method based on production volumes. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described in the preceding paragraph.

Depreciation of plant and equipment, except as noted above, is provided on either the unit of production method, based on production revenues, or the straight line method as appropriate. Annual straight line depreciation rates range from 2.5% to 25.0%.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(f) Deferred Charges

The Corporation defers costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (i) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil and oil sands deposits
- (ii) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (iii) Transportation and refining projects

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures are transferred to property, plant and equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs are charged to earnings at that time.

Certain costs relating to the Corporation's marketing program are deferred and amortized on a straight line basis over five years.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt. The amortization is included with interest on long-term debt in the consolidated statement of earnings and retained earnings.

(g) Federal Petroleum Compensation Program

Under the oil compensation program the Federal Government compensates eligible importers, and purchasers of domestic synthetic crude oil for a portion of certain costs with respect to petroleum consumed in Canada, provided they maintain prices for certain products at levels not to exceed those suggested by the Government. Compensation received under the program is reflected as a reduction of crude oil and product purchases.

(h) Research Costs

Research costs are charged against earnings as incurred.

(i) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(j) Pension Plan

Costs of pension benefits for current services are funded and charged to earnings as they accrue. Costs for past services, arising from amendments to the plan, and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Acquisition of Petrofina Canada Inc.

On April 18, 1981 the Corporation made a tender offer to purchase for cash at \$120 per share, subject to adjustments to reflect imputed interest and dividend payments, any and all of the outstanding common shares of Petrofina Canada Inc., subsequently renamed Petro-Canada Enterprises Inc. ("Enterprises"). The offer will terminate on February 28, 1983, unless extended.

Effective May 12, 1981 the shareholders of Enterprises approved the sale of substantially all its net assets to the Corporation in exchange for securities issued by a subsidiary of the Corporation. The securities are valued at \$1 612 950 000, being the equivalent of \$120 per common share of Enterprises after adjustment for estimated imputed interest and dividends on common shares of Enterprises not yet acquired by the Corporation.

The net assets acquired at attributed values consist of:

Property, plant and equipment

Oil and gas		
Canada		
— non-frontier		\$ 696 616
— frontier		12 253
Bituminous sands		
— Syncrude		191 584
— Other bituminous sands		55 126
Refining and marketing		688 054
Pipelines and other property and equipment		6 888
		<hr/>
		1 650 521
Investments		4 773
Deferred charges		1 674
Long-term debt		(176 460)
Advances on future natural gas deliveries		(14 957)
Deferred income taxes		(152 372)
Working capital		
— Current assets	\$ 462 520	
— Current liabilities	(162 749)	299 771
		<hr/>
		\$1 612 950

The acquisition of the assets from Enterprises and the tender offer constitute an integrated transaction which has been accounted for by the purchase method with the results of operations included in these financial statements from May 12, 1981. Details of the acquisition are as follows:

Book value of acquired assets		\$1 070 905
Book value of assumed liabilities		<u>(508 484)</u>
		562 421
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Petroleum and natural gas properties	\$487 789	
Refining and marketing	509 802	
Bituminous sands		
— Syncrude Project	7 838	
— Other bituminous sands leases	<u>45 100</u>	<u>1 050 529</u>
Net assets acquired from Enterprises at attributed value		1 612 950
Minority interest		<u>(787 450)</u>
Cost of acquisition to December 31, 1981		<u><u>\$ 825 500</u></u>

At December 31, 1981 the Corporation had acquired 6 750 418 shares (55.7%) of the outstanding common shares of Enterprises. The acquisition was financed by funds from a revolving term loan (Note 8). The minority interest is stated, pursuant to the offer of April 18, 1981 and the shareholder approval of May 12, 1981 referred to above, at the estimated cost of acquiring all of the outstanding shares of Enterprises not already held by the Corporation at December 31, 1981. Funds for the acquisition of these shares will also be provided from the revolving term loan.

Inventories

	<u>1981</u>	<u>1980</u>
Inventories consist of:		
Foreign crude oil	\$ 67 378	\$ 51 356
Domestic crude oil, refined products and merchandise	337 658	43 796
Materials and supplies	<u>68 981</u>	<u>32 062</u>
	<u><u>\$474 017</u></u>	<u><u>\$127 214</u></u>

4. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1981	1980
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	\$170 716	\$163 012
Panarctic Oils Ltd.	150 702	117 598
Other	25 978	2 559
At cost		
Canertech Inc.	20 000	—
Mortgages and other investments	16 479	8 648
	<u>\$383 875</u>	<u>\$291 817</u>

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1981 the Corporation held 31.3% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast").

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation, and the cost of subsequent share purchases exceed the underlying net book value at the dates of acquisition by \$33 388 000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1981, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$168 649 000 (1980 — \$189 333 000).

Panarctic Oils Ltd.

During 1981 the Corporation acquired an additional 6 082 387 common shares of Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic") in exchange for cash and common and preferred shares of the Corporation, increasing its holding to 28 099 785 shares, and advanced additional funds in connection with the ongoing financing of Panarctic. The activities of Panarctic are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. Panarctic's shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value.

Canertech Inc.

Canertech Inc. was incorporated by the Corporation as a wholly-owned subsidiary company and commenced operations during 1981 developing alternate energy sources in Canada. The Government of Canada has indicated its intention to establish Canertech Inc. as an independent crown corporation and to purchase the Corporation's investment at cost. The accounts of Canertech Inc., therefore, have not been included in the consolidated financial statements because of the temporary nature of control by the Corporation.

5. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1981			1980
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and Gas				
Canada				
— non-frontier areas	\$3 098 843	\$289 323	\$2 809 520	\$1 976 293
— frontier areas	464 294	79 829	384 465	317 828
Foreign	117 831	21 919	95 912	83 894
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases ...	500 641	22 405	478 236	282 862
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon	131 158	15 682	115 476	35 338
Refining and marketing	825 676	34 706	790 970	53 966
Natural gas liquids	129 623	13 943	115 680	121 250
Pipelines and other property and equipment	139 841	18 713	121 128	79 310
	<u>\$5 407 907</u>	<u>\$496 520*</u>	<u>\$4 911 387</u>	<u>\$2 950 741</u>

*Consists of depreciation — \$111 393 000, depletion — \$267 871 000 and amortization — \$117 256 000 (at December 31, 1980 — \$56 464 000, \$207 396 000 and \$75 665 000 respectively).

6. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1981	1980
At cost		
Heavy oil and oil sands projects	\$19 489	\$ 8 948
Polar Gas Project	16 397	15 372
Arctic Liquefied Natural Gas Project	17 515	10 899
Other	8 079	4 773
Net of amortization		
Debt issue expense	364	434
Marketing program	7 910	1 117
	<u>\$69 754</u>	<u>\$41 543</u>

7. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	<u>Maturity</u>	<u>1981</u>	<u>1980</u>
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures	1983	\$ 90 000	\$140 000
Promissory notes, bearing interest at prime rate ..	1985	20 692	—
Unsecured loans, bearing interest at ½% above prime rate	1990	40 000	—
Other loans and long-term obligations	1982 - 1997	5 741	4 349
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$56 250 000 U.S.)	1996	66 641	71 116
8.45% unsecured notes (\$30 000 000 U.S.)	1987	35 545	35 539
5.25% unsecured notes (\$18 200 000 U.S.)	1985	21 747	26 351
5.75% — 6.25% mortgages (\$3 204 000 U.S.)	1988	3 811	4 485
6.5% secured notes		—	1 235
		<u>284 177</u>	<u>283 075</u>
Less portion due within one year		<u>73 135</u>	<u>61 668</u>
		<u>\$211 042</u>	<u>\$221 407</u>

Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 49% (1980 - 50%) of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures.

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in a subsidiary company.

Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 8.45% unsecured notes will commence in 1982. All the other issues are currently subject to minimum annual repayments.

The repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1982 — \$73 135 000	1983 — \$73 194 000	1984 — \$23 132 000
1985 — \$26 662 000	1986 — \$15 503 000	

8. Revolving Term Loan

During 1981 the Corporation entered into an agreement with two Canadian chartered banks providing for a three year revolving credit facility, amounting to \$1.5 billion Canadian or the equivalent in U.S. dollars, to finance the acquisition of Enterprises. The December 31, 1981 term loan balance includes \$405 215 000 which is repayable in U.S. funds in the amount of \$337 567 000 U.S.

The term loan bears interest at floating rates. At December 31, 1981 the interest rate on both the Canadian dollar and the U.S. dollar borrowings was approximately 17%.

The 1981 term loan borrowings are being repaid by funds from the Canadian Ownership Account (Note 10). Accordingly, the loan is reflected as non-current.

Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by a subsidiary consist of 12 500 000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares issued at \$100 U.S. per share to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.

Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1981, the dividend rate was approximately 9% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.

9. Convertible Notes

The Corporation issued convertible notes to the Government of Canada in acknowledgement of funds received during 1981 from the Canadian Ownership Account. These funds were applied against the revolving term loan (Note 8). The Corporation will continue to receive funds available to the Canadian Ownership Account and issue convertible notes in acknowledgement thereof, until the portion of the revolving term loan, including interest thereon, applicable to the acquisition of Enterprises (Note 2), to a maximum of \$1.7 billion, has been repaid.

The notes, which are non-interest bearing, will be converted into common shares of the Corporation. Interest on the revolving term loan has been reflected as deferred interest pending conversion of the notes which will create contributed surplus against which the deferred interest will be charged.

1. Capital

Authorized:

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 120 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd., previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

The Government of Canada has proposed legislation to increase the authorized capital of the Corporation to a maximum of \$5 500 000 000, in part to facilitate the conversion of the notes (Note 10).

Issued (to the Government of Canada):

	1981		1980	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	116	\$580 000	116	\$580 000
In consideration for shares of Panarctic Oils Ltd. (Note 4)	4	20 000	—	—
Balance at end of year	120	\$600 000	116	\$580 000
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800
For cash	440 000 000	440 000	80 000 000	80 000
In consideration for shares of Panarctic Oils Ltd. (Note 4)	972 000	972	—	—
Balance at end of year	864 771 853	\$864 772	423 799 853	\$423 800

12. Income Taxes

The provision for income taxes of \$225 174 000 (1980 — \$155 464 000) represents an effective rate of 52.5% (1980 — 48.8%) on earnings before income taxes of \$429 018 000 (1980 — \$319 150 000). The provision has been computed as follows:

	1981	1980
Earnings before income taxes	\$429 018	\$319 150
Add (deduct)		
Royalties and other payments to		
Provincial Governments	264 392	213 200
Federal allowances		
Resource allowance	(152 619)	(132 700)
Tax depletion	(88 152)	(94 700)
Scientific research allowance	(14 078)	(2 100)
Frontier exploration allowances	—	(5 100)
Non-deductible interest on Bank		
Income Debentures	13 556	12 800
Petroleum and gas revenue tax	52 105	—
Amortization of excess of attributed		
value over book value of assets		
acquired on purchase of subsidiary		
companies	65 923	48 100
Equity in earnings of affiliates	(20 998)	(16 000)
Other	3 896	(2 100)
	553 043	340 000
Combined Canadian Federal and Provincial		
income tax at 50.2% (1980 — 48.8%)	277 628	166 000
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	(14 060)	(10 000)
Federal investment tax credit	(38 394)	—
Provision for income taxes	\$225 174	\$155 464

3. Pension Plan

The present value of all unfunded past service pension obligations, based on actuarial computations, is approximately \$20 200 000 at December 31, 1981, of which \$16 200 000 was assumed on the acquisition of Enterprises.

Effective January 1, 1982, the Corporation integrated Enterprises' pension plan with its own plan. Certain amendments were required for the integration which resulted in an additional unfunded past service obligation of \$13 500 000.

4. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

<u>Business Segment</u>	<u>Operations</u>
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals.
Refined oil products	Purchase and sale of offshore oil (including transactions undertaken in accordance with Government of Canada directives); refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.
Natural gas liquids	Extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	1981				
	<u>Natural Resources</u>	<u>Refined Oil Products</u>	<u>Natural Gas Liquids</u>	<u>Eliminations</u>	<u>Total</u>
Sales to customers	\$626 465	\$1 756 618	\$263 282	\$ —	\$2 646 365
Inter-segment transfers	71 272	—	—	(71 272)	—
Total Operating Revenue ..	697 737	1 756 618	263 282	(71 272)	2 646 365
Product costs and operating expenses	181 893	1 538 250	167 489	(71 272)	1 816 360
Depreciation, depletion and amortization	113 530	28 248	15 344	—	157 122
Taxes other than income taxes	51 561	64 025	—	—	115 586
Total Operating Expenses ..	346 984	1 630 523	182 833	(71 272)	2 089 068
Operating Profit	\$350 753	\$ 126 095	\$ 80 449		557 297
Interest and other income ..					48 414
Equity in earnings of affiliates					20 998
Marketing, general and administrative expenses ..					(156 942)
Interest on long-term debt ..					(35 446)
Other interest					(5 303)
Provision for income taxes ..					(225 174)
					(353 453)
Net Earnings for Year					
Before Preferred Share					
Dividends of Subsidiary					\$ 203 844

	1980				
	Natural Resources	Refined Oil Products	Natural Gas Liquids	Elimin- ations	Total
Sales to customers	\$508 866	\$267 205	\$215 446	\$ —	\$991 51
Inter-segment transfers	15 958	4 306	—	(20 264)	—
Total Operating Revenue	<u>524 824</u>	<u>271 511</u>	<u>215 446</u>	<u>(20 264)</u>	<u>991 51</u>
Product costs and operating expenses ..	132 058	211 937	131 546	(20 264)	455 27
Depreciation, depletion and amortization	125 644	5 036	11 280	—	141 96
Taxes other than income taxes	—	16 119	—	—	16 11
Total Operating Expenses	<u>257 702</u>	<u>233 092</u>	<u>142 826</u>	<u>(20 264)</u>	<u>613 35</u>
Operating Profit	<u>\$267 122</u>	<u>\$ 38 419</u>	<u>\$ 72 620</u>		<u>378 16</u>
Interest and other income					27 61
Equity in earnings of affiliates					16 02
Marketing, general and administrative expenses					(79 79)
Interest on long-term debt					(22 85)
Provision for income taxes					(155 46)
					<u>(214 47)</u>
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary					<u>\$163 68</u>

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

The identifiable assets at December 31, and the amount of capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		Capital Expenditures	
	1981	1980	1981	1980
Natural resources	\$4 336 988	\$2 919 403	\$527 754	\$386 0
Refined oil products	1 419 042	223 085	80 358	17 3
Natural gas liquids	154 175	148 550	2 498	1 2
Other	702 328	475 728	99 271	34 9
	<u>\$6 612 533</u>	<u>\$3 766 766</u>	<u>\$709 881</u>	<u>\$439 5</u>

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

5. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1980 comparative figures to conform with the current year's presentation.

6. Commitments and Contingencies

(a) Commitments

In addition to commitments incurred in the ordinary course of business the Corporation has, at December 31, 1981, the following commitments:

- (i) The Corporation is participating in the construction of an office complex in Calgary and is also participating in the construction of an offshore drilling vessel. These projects will require a commitment by the Corporation of approximately \$222 000 000, which is expected to be financed by mortgage borrowings. In addition the Corporation has entered into a long-term lease for the use of the drilling vessel and has agreed to enter into a long-term lease for the use of the office complex.
- (ii) The Corporation has leased certain offshore drilling vessels for periods of one to four years. The gross lease rentals will amount to approximately: 1982 — \$160 000 000, 1983 — \$167 000 000, 1984 — \$164 000 000 and 1985 — \$43 000 000. These vessels will be used by the Corporation in exploration projects carried out during the Canadian drilling season and the lease rentals will be shared with other participating companies. It is planned to sublease the drilling vessels while they are not being used in such projects.
- (iii) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

(b) Contingencies

- (i) On January 9, 1980 the Atlantic Richfield Company served the Corporation and a subsidiary with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause the subsidiary to pursue a monetary claim for \$12 039 000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of the subsidiary were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asks the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of \$20 000 000.

Prior to the service of the Statement of Claim, the subsidiary had executed an assignment and quitclaim agreement with the Government of Saskatchewan pursuant to which the payments made under the unconstitutional legislation were applied in satisfaction of an assessment under the Oil Well Income Tax Act, 1978 for the same period as the payments previously made.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

- (ii) Certain of the transactions previously referred to in Notes 4 and 11 and the reimbursement, if necessary, of an advance in the amount of \$40,000,000 with interest, made in connection with the Cold Lake Project are subject to the enactment of proposed legislation by the Government of Canada.

Reading the Financial Statements — An Introduction

The following summary of how Petro-Canada reports on its operations is intended to outline the methodology of the Corporation's financial presentation and to assist the "non-financial" reader in a fuller understanding of the data presented in the consolidated financial statements.

The consolidated financial statements presented on pages 28-43 summarize the accounting records of Petro-Canada and its subsidiaries. They consist of the balance sheet, the statement of earnings and retained earnings and the statement of changes in financial position, together with explanatory notes.

Consolidated Balance Sheet

The balance sheet (pages 28 and 29) is a summary of the Corporation's assets, liabilities and shareholder's equity at a specific date, December 31, 1981, which is the end of the Corporation's financial year.

Assets: The assets are classified into five categories:

Current assets consists of cash and items which are expected to be converted into cash or consumed in operations within one year of the balance sheet date;

Investments represents the Corporation's interest in other companies in which it has an ownership of approximately fifty per cent or less (see Note 4);

Property, plant and equipment consists mainly of investment in oil and gas properties and related facilities, for use in operations. Property, plant and equipment is stated at cost less accumulated depreciation, depletion and amortization charged to earnings;

Deferred charges are costs incurred which represent potential contribution to future revenue and which will be charged to earnings in future years.

Deferred interest is interest incurred on bank borrowings used to finance the acquisition of Petrofina Canada Inc., which has been renamed Petro-Canada Enterprises Inc. ("Enterprises"). This interest will be retired against contributions from the Canadian Ownership Account (see Note 10).

Liabilities: The liabilities are classified into eight categories:

Current liabilities are amounts owed by the Corporation which are expected to be paid within one year of the balance sheet date;

Long-term debt consists of borrowings from banks and other institutions which are repayable over a period commencing more than one year after the balance sheet date;

Revolving term loan is the financing vehicle which provided funds for the acquisition of Enterprises;

Advances on future natural gas deliveries represents payments received by the Corporation under the provisions of "take or pay" contracts for undelivered natural gas. The revenue will be included in earnings when the gas is delivered;

Deferred income taxes result from deducting certain costs in determining taxable income for a particular year to a greater extent than such costs are deducted from income for financial reporting purposes in that year. Typical of such costs are exploration expenditures, which may be deducted from income in calculating income taxes payable in the year they are spent, but which are deducted from income for financial reporting purposes over a number of years. Deferred income taxes is not a liability but rather represents the cumulative amount by which the provisions for income taxes reported in the financial statements exceed income taxes currently payable, using the deductions permitted under the Income Tax Act;

minority interest in subsidiary represents the interest in shares of subsidiary companies not owned by the Corporation (other than the preferred shares described in the next paragraph);

preferred shares issued by a subsidiary consists of shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. to a group of Canadian chartered banks.

convertible notes were issued to the Government of Canada in acknowledgement of funds received from the Government. These notes will be converted into common shares of the Corporation.

shareholder's equity is the shareholder's investment in the net assets of the Corporation. The balance sheet classifies it into two categories:

capital represents payments received from the Government of Canada for purchase of the Corporation's preferred and common shares;

retained earnings are the accumulated earnings of the Corporation since incorporation which have been invested in operations. The computation of retained earnings is shown in the statement of earnings and retained earnings. (Page 30)

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

Whereas the balance sheet is a record of the financial position of the Corporation at a specific date (December 31, 1981), the statement of earnings presents the financial results of activities over a twelve month period. The statement shows how the earnings (profit) for the year were earned. It identifies the sources of the Corporation's revenue and the various categories of expenses incurred to produce the revenue. It also identifies the provision for income taxes and the preferred share dividends paid by Petro-Canada Exploration Inc. In the latter portion of the statement the earnings for the year are added to the opening retained earnings, resulting in the retained earnings at the end of the year. This amount is included in the shareholder's equity portion of the balance sheet.

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

The statement of changes in financial position (page 31) identifies the major sources of funds received during the year and the uses to which these funds were put. "Funds" are defined as working capital, which is the difference between current assets and current liabilities reflected in the balance sheet.

The statement commences with "earnings before preferred share dividends of subsidiary", from the statement of earnings and retained earnings, to which is added the charges deducted in computing earnings which did not involve an outlay of working capital during the current year (e.g. depreciation, depletion and amortization, deferred income taxes, etc.). This results in working capital provided from operations, to which is added the other sources of working capital. The major uses of working capital are deducted from the total sources to determine the change in working capital for the year. This change is added to the working capital at the beginning of the year, resulting in the working capital at December 31, 1981.

(continued on next page)

Notes to Consolidated Financial Statements

Note 1 (pages 32-34) is a summary of the significant accounting policies followed by the Corporation. This summary describes the policies used in preparing the consolidated financial statements; translating foreign financial data into Canadian dollars; valuation of inventories; accounting for investments; capitalizing costs of property, plant and equipment and how these costs are charged against earnings over the lives of the assets. The summary also outlines how deferred charges, Federal petroleum compensation, research costs, income taxes and pension costs are accounted for.

The other notes provide disclosures required in order to comply with generally accepted accounting principles and provide additional information and analyses of significant items.

Comparative Figures

The balance sheet as at December 31, 1980 and the 1980 results of operations and changes in financial position are presented in the financial statements for comparative purposes.

Notes des états financiers consolidés

La note 1 (pages 32-34) résume les principales méthodes comptables suivies par la Société. Ce résumé indique les méthodes utilisées pour préparer les états financiers consolidés; la conversion des données financières étrangères en dollars canadiens; l'évaluation des stocks; la comptabilisation des placements; la capitalisation des coûts des immobilisations et la méthode d'imputation de ces coûts au bénéfice selon la durée des éléments de l'actif. Le résumé indique également la méthode de comptabilisation des charges reportées, du programme canadien de remplacement du pétrole, des frais de recherche, des impôts sur le revenu et des coûts des pensions.

Les autres notes divulguent les renseignements nécessaires pour se conformer aux principes comptables généralement reconnus et fournissent des informations et des analyses complémentaires sur des postes importants.

Chiffres correspondants

Le bilan au 31 décembre 1980 ainsi que les résultats d'exploitation et l'évolution de la situation financière de 1980 sont donnés à titre de comparaison.

participation minoritaire dans une filiale représente la participation en actions de filiale non détenues par la société (autres que les actions privilégiées décrites dans le prochain paragraphe).

Le groupe de banques à charte canadiennes.

Les billets convertibles ont été émis au gouvernement du Canada en reconnaissance des fonds reçus du gouvernement. Ces billets seront convertis en actions ordinaires de la Société.

Le bilan le

avoir de l'actionnaire représente l'investissement de l'actionnaire dans l'actif net de la Société. Le bilan le

voise en deux catégories:

capital représente les versements reçus de Gouvernement du Canada pour l'achat des actions privilégiées et ordinaires de la Société;

les bénéfices non répartis sont les bénéfices accumulés de la Société depuis sa constitution et qui ont été investis dans les activités. Le calcul des bénéfices non répartis figure dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis (page 30).

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour que le bilan est une photo de la situation financière de la Société à une date donnée, soit le 31 décembre 1981, l'état des résultats et des bénéfices non répartis présente les résultats financiers des activités au cours d'une période de douze mois. Il indique d'où proviennent les résultats (bénéfices) de l'exercice. Il indique la provenance des revenus de la Société et les diverses catégories de frais encourus pour obtenir les revenus. Il mentionne également la provision pour les impôts sur le revenu et les dividendes sur actions privilégiées payés à Petro-Canada Exploration Inc. Dans la partie inférieure de l'état, on ajoute le bénéfice de l'exercice aux bénéfices non répartis au début de l'exercice pour obtenir les bénéfices non répartis à la fin de l'exercice. Ce montant figure au bilan dans l'actif de l'actionnaire.

État consolidé de l'évolution de la situation financière

État de l'évolution de la situation financière (page 31) indique la provenance des principaux fonds reçus pendant l'exercice et l'utilisation de ces fonds. La Société définit les «fonds» comme étant le fonds de roulement, à savoir la différence entre l'actif à court terme et le passif à court terme que l'on retrouve dans le bilan.

État commence par le bénéfice avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale, tiré de l'état des résultats et des bénéfices non répartis, auquel on ajoute les charges déduites lors du calcul des bénéfices et l'impliquant pas un déboursé du fonds de roulement pendant l'exercice en cours (par exemple Amortissement et épuisement, Impôts sur le revenu reportés, etc.). On obtient ainsi le fonds de roulement provenant de l'exploitation auquel on ajoute les autres sources de fonds de roulement. Les principales utilisations du fonds de roulement sont déduites du total des provenances pour déterminer l'évolution du fonds de roulement pendant l'exercice. À ce montant, on ajoute le fonds de roulement au début de l'exercice et on obtient le fonds de roulement au 31 décembre 1981.

Le résumé suivant des rapports des activités de Petro-Canada a pour but d'énoncer la méthode de présentation financière de la Société et d'aider le lecteur "non-financier" à mieux comprendre les données présentées dans les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés présentés aux pages 28 à 43 résument les registres comptables de Petro-Canada et de ses filiales. Ils comportent le bilan, l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière, ainsi que des notes explicatives.

Le bilan consolidé

Le bilan (pages 28 et 29) est un résumé de l'actif, du passif et de l'avoir de l'actionnaire de la Société, à une date précise qui constitue la fin de l'exercice financier de la Société, à savoir le 31 décembre 1981.

Actif — L'actif est divisé en cinq catégories:

L'actif à court terme comprend l'encaisse et les postes qui doivent être convertis en espèces ou utilisés pour les activités dans l'année qui suit la date du bilan;

Les placements représentent les intérêts de la Société dans d'autres compagnies dans lesquelles elle détient à peu près 50% ou moins du capital (voir note 4);

Les immobilisations comprennent principalement les placements dans des territoires pétrolières et gazières et dans des installations connexes devant servir aux activités de la Société. Les immobilisations sont indiquées au prix coûtant moins l'amortissement et l'épuisement accumulés imputés aux résultats;

Les charges reportées sont des frais encourus qui représentent une contribution éventuelle à des revenus futurs et qui seront imputés aux bénéfices au cours d'exercices postérieurs.

L'intérêt reporté est l'intérêt encouru sur les emprunts bancaires utilisées pour financer l'acquisition de Petrofina Canada Inc., dont le nom a par la suite été changé pour Entreprises Petro-Canada Inc. («Entreprises»). Cet intérêt sera tiré des contributions reçues du Compte de propriété canadienne (voir note 10).

Passif — Le passif est divisé en huit catégories:

Le passif à court terme englobe les montants dus par la Société et qu'elle devrait payer dans l'année qui suit la date du bilan;

La dette à long terme comprend les emprunts auprès des banques et autres institutions qui sont remboursables sur une période de temps commençant plus d'un an après la date du bilan;

L'emprunt à terme rotatif est le moyen financier qui a fourni les fonds nécessaires à l'acquisition des Entreprises; *Les avances sur les livraisons futures de gaz naturel* représentent les versements reçus par la Société en vertu des dispositions des contrats de type «à prendre ou à payer» pour le gaz naturel non livré. Les revenus seront inclus dans les résultats lorsque le gaz sera livré;

Les impôts sur le revenu reportés sont obtenus en déduisant certains coûts, lors du calcul du revenu imposable d'un exercice donné, d'un montant supérieur à celui dont ces coûts sont déduits du revenu dans les rapports financiers de cet exercice. Les exemples typiques sont les frais d'exploration, que l'on peut déduire du revenu lors du calcul des impôts sur le revenu payables au cours de l'exercice où on les a dépensés, mais qui sont déduits du revenu dans les rapports financiers pendant un certain nombre d'exercices. Les impôts sur le revenu reportés ne sont pas un élément du passif mais constituent plutôt le montant cumulé dont les provisions pour les impôts sur le revenu, indiquées dans les états financiers, dépassent les impôts sur le revenu payables présentement, en utilisant les déductions autorisées en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;

Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1980 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

Engagements et passif éventuel

(a) Engagements

En plus des engagements encourus dans le cours normal des affaires, la Société a conclu les engagements suivants au 31 décembre 1981:

- (i) La Société a conclu une entente pour participer à la construction d'un nouvel immeuble à bureaux à Calgary, et elle a aussi conclu une entente pour participer à la construction d'un navire de forage marin. Ces projets exigeront un engagement de la Société d'environ \$222 000 000, qu'elle prévoit financer au moyen d'emprunts hypothécaires. De plus, la Société a conclu un contrat de location à long terme pour l'utilisation du navire de forage marin et a convenu de conclure un contrat de location à long terme pour l'utilisation de l'immeuble à bureaux.
- (ii) La Société a loué certains navires de forage marin pour des périodes de un à quatre ans. Les loyers bruts se chiffrent à environ: 1982 — \$160 000 000, 1983 — \$167 000 000, 1984 — \$164 000 000 et 1985 — \$43 000 000. La Société utilisera ces navires pour les projets d'exploration effectués au cours de la saison de forage canadienne et les loyers seront partagés avec d'autres sociétés participantes. On a l'intention de sous-louer les navires de forage lorsqu'ils ne sont pas utilisés pour ces projets.
- (iii) La Société participe à un projet exploité par Syncrude Canada Ltd. qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Altabasca. Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au Projet Syncrude, consistent en une usine génératrice et un pipeline pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

(b) Passif éventuel

- (i) Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à une filiale demandant que la Société agisse de sorte que la filiale intente une action en dommages-intérêts de \$12 039 000 contre le gouvernement de la Saskatchewan relativement à des versements effectués par la filiale en vertu de certaines lois de la Saskatchewan (lesquelles lois ont par la suite été déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de la filiale d'Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demande à la cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et des dommages-intérêts généraux au montant de \$20 000 000.
- Avant de recevoir la demande introductive d'instance, la filiale avait exécuté un acte de cession et de transfert de droit avec le gouvernement de la Saskatchewan selon lequel les versements effectués en vertu de la loi non constitutionnelle ont été crédités à un montant cotisé aux termes de la loi intitulée «Oil Well Income Tax Act, 1978» pour la même période que celle qui couvre les paiements déjà effectués.
- La direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.
- (ii) Certaines des transactions déjà mentionnées dans les notes 4 et 11 et le remboursement, s'il y a lieu, de l'avance de \$40 000 000 plus l'intérêt, accordée relativement au projet Cold Lake dépendent de l'adoption de mesures législatives proposées par le gouvernement du Canada.

1980			
Ressources naturelles	Produits de pétrole raffiné*	Dérivés liquides du gaz naturel	Éliminations
Ventes aux clients	\$508 866	\$267 205	\$215 446
Transferts intersectoriels	15 958	4 306	—
Total du revenu d'exploitation	524 824	271 511	215 446
Coûts des produits et frais d'exploitation	132 058	211 937	131 546
Amortissement et épuisement	125 644	5 036	11 280
Taxes autres que les impôts sur le revenu	—	16 119	—
Total des frais d'exploitation	257 702	233 092	142 826
Bénéfice d'exploitation	\$267 122	\$ 38 419	\$ 72 620
Intérêts et autres revenus	27 611	—	—
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	16 026	—	—
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration	(79 798)	—	—
Intérêt sur la dette à long terme	(22 850)	—	—
Provision pour impôts sur le revenu	(155 464)	—	—
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes des actions privilégiées de la filiale	(214 475)	—	—
	\$163 686	—	—

*Les transferts intersectoriels sont comptabilisés à la valeur du marché.

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre, et le montant de la dépense en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit:

Éléments d'actif sectoriels		Dépense en immobilisations	
1981	1980	1981	1980
Ressources naturelles	\$4 336 988	\$527 754	\$386 000
Produits de pétrole raffiné	1 419 042	80 358	17 300
Dérivés liquides du gaz naturel	154 175	2 498	1 200
Autres	702 328	99 271	34 900
	\$6 612 533	\$709 881	\$439 500
	\$3 766 766		

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses opérations.

Régime de retraite

La valeur actuelle de toutes les obligations non pourvues au titre des services antérieurs, selon les évaluations actuarielles, est d'environ \$20 200 000 au 31 décembre 1981, dont \$16 200 000 ont été pris en charge à l'acquisition des Entreprises.

La Société a intégré le régime de retraite des Entreprises à son propre régime le 1^{er} janvier 1982. L'intégration a nécessité des modifications qui ont entraîné une obligation additionnelle non pourvue au titre des services antérieurs qui se chiffre à \$13 500 000.

Information sectorielle

La Société exerce son activité principalement dans les secteurs suivants:

Secteur commercial	Activités
Ressources naturelles	Exploration, mise en valeur et mise en production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de terrain, de soufre, de sables bitumineux, de charbon et de minéraux.
Produits de pétrole raffiné	Achat et vente de pétrole de provenance marine (y compris les transactions entreprises en vertu de directives du gouvernement du Canada); raffinage de pétrole brut en produits du pétrole; distribution et mise en marché de ceux-ci et de produits du pétrole raffiné achetés.
Dérivés liquides du gaz naturel	Extraction de dérivés liquides du gaz naturel; transport, distribution et mise en marché de liquides du gaz naturel.

1981

Ressources naturelles	Produits de pétrole raffiné	Dérivés liquides du gaz naturel	Eliminations	Total
Ventes aux clients	\$626 465	\$1 756 618	\$263 282	\$2 646 365
Transferts intersectoriels	71 272	—	(71 272)	—
Total du revenu d'exploitation	697 737	1 756 618	263 282	2 646 365
Coûts des produits et frais d'exploitation	181 893	1 538 250	167 489	1 816 360
Amortissement et épuisement	113 530	28 248	15 344	157 122
Taxes autres que les impôts sur le revenu	51 561	64 025	—	115 586
Total des frais d'exploitation	346 984	1 630 523	182 833	2 089 068
Bénéfice d'exploitation	\$350 753	\$ 126 095	\$ 80 449	557 297
Intérêts et autres revenus	48 414	20 998	(156 942)	20 998
Participation au bénéfice des sociétés affiliées				
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration				(35 446)
Intérêt sur la dette à long terme				(5 303)
Autres intérêts				(225 174)
Provision pour impôts sur le revenu				(353 453)
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes des actions privilégiées de la filiale				\$ 203 844

1980

1981

Actions ordinaires		Actions privilégiées	
Nombre d'actions	Contrepartie	Nombre d'actions	Contrepartie
116	\$580 000	116	\$580 000
4	20 000	116	—
120	\$600 000	423 799 853	\$423 800
Solde à la fin de l'exercice		Solde au début de l'exercice	
En contrepartie des actions de		En contrepartie des actions de	
Panarctic Oils Ltd. (note 4)		Panarctic Oils Ltd. (note 4)	
972 000	972	440 000 000	80 000 000
864 771 853	\$864 772	423 799 853	\$423 800
Solde à la fin de l'exercice		Solde au début de l'exercice	

12. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$225 174 000 (1980 — \$155 464 000) représente un taux réel de 52,5% (1980 — 48,8%) sur le bénéfice avant impôts de \$429 018 000 (1980 — \$319 150 000). La provision a été calculée comme suit:

1981		1980	
Bénéfice avant impôts sur le revenu	\$429 018	\$319 150	
Ajouter (déduire)			
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	264 392	213 270	
Déductions fédérales			
Déductions au titre de ressources	(152 619)	(132 790)	
Epuisement fiscal	(88 152)	(94 770)	
Déduction au titre de recherche scientifique	(14 078)	(2 170)	
Déduction au titre de l'exploration en régions éloignées	—	(5 190)	
Intérêts non déductibles des débetures bancaires à intérêt conditionnel	13 556	12 870	
Impôt sur le revenu de pétrole et de gaz	52 105	—	
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	65 923	48 520	
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(20 998)	(16 020)	
Autres	3 896	(2 190)	
553 043		340 670	
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadien fédéral et provinciaux à 50,2% (1980 — 48,8%)	277 628	166 240	
Déduire rabais et crédits fiscaux			
Programme de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu	(14 060)	(10 780)	
Credit d'impôt fédéral à l'investissement	(38 394)	—	
Provision pour impôts sur le revenu	\$225 174	\$155 460	

Emprunt à terme rotatif

En 1981, la Société a conclu un accord avec deux banques à charte canadiennes prévoyant un crédit rotatif sur trois ans d'une valeur de \$1,5 milliard CAN ou l'équivalent en dollars US, afin de financer l'acquisition des Entreprises. Le solde de l'emprunt à terme au 31 décembre 1981 comprenait un montant de \$405 215 000 remboursable en dollars US au montant de \$337 567 000 US.

L'emprunt à terme porte intérêt à des taux variables. Le 31 décembre 1981, le taux d'intérêt applicable aux emprunts en dollars canadiens et en dollars US se chiffrait à environ 17%.

Les emprunts à terme contractés en 1981 sont remboursés au moyen du Compte de propriété canadienne (note 10). Par conséquent, ils sont classés parmi le passif à long terme.

Actions privilégiées émises par une filiale

Les actions privilégiées émises par une filiale consistent en 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à \$100 US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les actions sont rachetables, au gré de la filiale, à \$100 US par action, plus les dividendes accumulés. Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de la filiale, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux interbanques des eurobanques de Londres. Le taux de dividende était d'environ 9% par an le 31 décembre 1981.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son droit de rachat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à \$100 US chacune, plus les dividendes accumulés.

Billets convertibles

La Société a émis des billets convertibles au gouvernement du Canada en reconnaissance des fonds reçus en 1981 du Compte de propriété canadienne. Ces sommes ont été imputées en réduction de l'emprunt à terme rotatif (note 8). La Société continuera de bénéficier de fonds par l'entremise du Compte de propriété canadienne et d'émettre des billets convertibles en reconnaissance des montants reçus jusqu'à concurrence du remboursement de la tranche de l'emprunt à terme rotatif plus les intérêts, employée à l'achat des Entreprises (note 2), jusqu'à un montant maximum de \$1,7 milliard.

Les billets, qui ne portent pas intérêt, seront convertis en actions ordinaires de la Société. L'intérêt sur l'emprunt à terme rotatif a été inscrit comme intérêt reporté d'ici la conversion des billets, laquelle créera un surplus d'apport contre lequel sera chargé l'intérêt reporté.

Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial a été porté à 120 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., que détenait antérieurement le gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux de dividende déclaré et le dividende n'est pas cumulatif.

Le gouvernement du Canada a proposé l'adoption de mesures législatives qui auraient pour effet d'augmenter le capital autorisé de la Société jusqu'à concurrence d'un maximum de \$5 500 000 000, en partie pour faciliter la conversion des billets (note 10).

7. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:

En dollars canadiens		Échéance		1981	1980
Débentures bancaires à intérêt conditionnel.....					
Billets à ordre, portant intérêt	1983	\$ 90 000			\$140 000
Emprunts non garantis portant intérêt	1985	20 692			—
au taux préférentiel					
Emprunts non garantis portant intérêt	1990	40 000			—
au taux préférentiel majoré de ½%					
Autres emprunts et obligations	1982-1997	5 741			4 349
En dollars américains					
Billets non garantis 9%					
(\$56 250 000 US)	1996	66 641			71 116
Billets non garantis 8,45%					
(\$30 000 000 US)	1987	35 545			35 539
Billets non garantis 5,25%					
(\$18 200 000 US)	1985	21 747			26 351
Hypothèques 5,75% à 6,25%					
(\$3 204 000 US)	1988	3 811			4 485
Billets garantis 6,5%					1 235
Moins le capital échéant d'ici un an					
		284 177			283 075
		73 135			61 668
		\$211 042			\$221 407

Débentures bancaires à intérêt conditionnel

Les débentures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 49% (1980 — 50%) du taux d'intérêt préférentiel de la banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux débentures bancaires à intérêt conditionnel.

Bien que les débentures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner ou d'engager le placement que la Société possède dans une filiale.

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement annuel des billets non garantis 8,45% commencera en 1982. Toutes les autres valeurs sont présentement sujettes à des remboursements annuels minimums.

Le remboursement de la dette à long terme dans chacun des cinq exercices à venir est le suivant:

1982 — \$73 135 000	1983 — \$73 194 000	1984 — \$23 132 000
1985 — \$26 662 000	1986 — \$15 503 000	

Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

1981		1980	
Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net	Net
\$3 098 843	\$289 323	\$2 809 520	\$1 976 293
464 294	79 829	384 465	317 828
117 831	21 919	95 912	83 894
Au Canada			
— Hors des régions éloignées.....			
— Régions éloignées.....			
À l'étranger.....			
Sables bitumineux			
— Projet Syncrude et concessions afférentes.....			
500 641	22 405	478 236	282 862
131 158	15 682	115 476	35 338
825 676	34 706	790 970	53 966
129 623	13 943	115 680	121 250
139 841	18 713	121 128	79 310
\$5 407 907	\$496 520*	\$4 911 387	\$2 950 741

*Composé d'amortissement corporel—\$111 393 000, d'épuisement—\$267 871 000 et d'amortissement incorporé—\$117 256 000 (au 31 décembre 1980 — \$56 464 000, \$207 396 000 et \$75 665 000 respectivement).

Charges reportées

Les charges reportées comportent:

1981	1980
\$19 489	\$ 8 948
16 397	15 372
17 515	10 899
8 079	4 773
Projet de pétrole lourd et de sables pétroliers	
Projet Gaz polaire.....	
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique.....	
Autres	
Moins l'amortissement	
Frais d'émission de la dette	
364	434
7 910	1 117
\$69 754	\$41 543

4. Placements

Les placements de la Société comprennent:

À la valeur de consolidation		
1981	1980	
\$170 716	\$163 012	Westcoast Transmission Company Limited
150 702	117 596	Panarctic Oils Ltd.
25 978	2 551	Autres
20 000	—	Canertech Inc.
16 479	8 643	Hypothèques et autres placements
\$383 875	\$291 817	

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1981, la Société détenait 31,3% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited («Westcoast»).

La valeur attribuée au placement dans Westcoast lorsqu'il a été acquis par la Société et le coût des achats d'actions subséquents excèdent la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de \$33 388 000. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1981, la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de \$168 649 000 (\$189 333 000).

Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1981, la Société a acquis 6 082 387 actions ordinaires supplémentaires de Panarctic Oils Ltd. («Panarctic») en contrepartie d'espèces et d'actions ordinaires et privilégiées de la Société, ce qui a eu pour effet d'augmenter sa participation à 28 099 785 actions. La Société a aussi avancé des fonds supplémentaires en vertu du financement permanent de Panarctic. Les activités de Panarctic en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins les revenus divers ont été capitalisés; la société est censée ne pas avoir gagné de profit ni supporté de perte. Les actions de Panarctic ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote.

Canertech Inc.

La Société a constitué Canertech Inc. à titre de filiale en propriété exclusive et l'a mise en exploitation en 1981 à la recherche de sources d'énergie de rechange au Canada. Le gouvernement canadien a fait connaître son intention de transformer Canertech Inc. en société de la Couronne autonome et d'acheter le placement de la Société au prix coûtant. Les comptes de Canertech Inc. n'ont donc pas été inclus dans les états financiers consolidés du fait que la Société n'exerce qu'un contrôle provisoire sur elle.

L'acquisition de l'actif des Entreprises et l'offre d'achat constituent une transaction intégrée qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple, et les résultats d'exploitation sont inclus dans les présents états financiers pour la période postérieure au 12 mai 1981. Le détail de l'acquisition se présente comme suit:

Valeur comptable de l'actif acquis.....	\$1 070 905
Valeur comptable du passif pris en charge	(508 484)
	562 421
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif net acquis:	
Propriétés pétrolières et gazeuses.....	\$487 789
Raffinage et mise en marché.....	509 802
Sables bitumineux	
— Projet Synchrude	7 838
— Autres concessions de sables bitumineux.....	45 100
	1 050 529
Actif net acquis des Entreprises, à la valeur attribuée	1 612 950
Participation minoritaire	(787 450)
Coût de l'acquisition au 31 décembre 1981	\$ 825 500

Au 31 décembre 1981, la Société avait acquis 6 750 418 (55,7%) des actions ordinaires en circulation des Entreprises. Cette acquisition a été financée au moyen de capitaux obtenus par voie d'un emprunt à terme rotatif (note 8). La participation minoritaire est présentée, conformément aux conditions de l'offre du 18 avril et de l'approbation des actionnaires du 12 mai 1981 mentionnées ci-dessus, au coût d'acquisition estimatif de toutes les actions ordinaires en circulation des Entreprises non déjà détenues par la Société le 31 décembre 1981. Les capitaux nécessaires à l'acquisition de ces actions seront également obtenus par voie de l'emprunt à terme rotatif.

Stocks

Les stocks se composent de:

	1981	1980
Pétrole brut étranger.....	\$ 67 378	\$ 51 356
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises du Canada	337 658	43 796
Matériel et fournitures	68 981	32 062
	<u>\$474 017</u>	<u>\$127 214</u>

2. Acquisition de Petrofina Canada Inc.

- (h) Frais de recherche
- Les frais de recherche sont imputés aux résultats lorsqu'ils sont engagés.
- (i) Impôts sur le revenu
- La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.
- (j) Régime de retraite
- Les coûts des prestations de retraite au titre des services courants sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accumulent. Les coûts des services passés, découlant de modifications apportées au régime, et les insuffisances sont capitalisées en conformité de la législation pertinente régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

La valeur attribuée de l'actif net acquis se présente comme suit:

Immobilisations
Pétrole et gaz
Canada
— régions éloignées
— régions non éloignées
Sables bitumineux
— Syncrude
— Autres sables bitumineux
Raffinage et mise en marché
Pipeline et autres immobilisations
Placements
Charges reportées
Dettes à long terme
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel
Impôts sur le revenu reportés
Fonds de roulement
— Actif à court terme
— Passif à court terme

\$ 696 616		
12 253		
191 584		
55 126		
688 054		
6 888		
1 650 521		
4 773		
1 674		
(176 460)		
(14 957)		
(152 372)		
\$ 462 520	(162 749)	
299 771		\$1 612 950

Les coûts annuels engagés dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, par exemple, là où des réserves de qualité commerciale sont mises à jour, l'amortissement cessera et le solde non amorti du centre de coûts sera épuisé au rendement lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs, et où le centre de coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de ce centre de coûts sera alors imputé aux résultats.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement sur la base des réserves prouvées. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont amorties, épuisées ou autrement imputées aux résultats selon le principe énoncé au paragraphe précédent.

L'amortissement des immobilisations, sauf comme il est noté ci-dessus, se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire annuel varie de 2,5% à 25,0%.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

(f) Charges reportées

La Société reporte les coûts engagés pour les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement:

(i) à la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique et de sables pétroliers,

(ii) au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique,

(iii) à d'autres activités de transport et de raffinage.

Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commence, les dépenses connexes sont portées aux immobilisations et imputées aux résultats selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes sont alors imputés aux résultats.

Certains des coûts relatifs au programme de mise en marché de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette. L'amortissement est inclus à l'intérêt sur la dette à long terme à l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis.

(g) Programme canadien de remplacement du pétrole

En vertu du programme de remplacement du pétrole, le gouvernement fédéral assume une part des frais reliés au pétrole consommé au Canada au profit des importateurs admissibles et des acheteurs de pétrole brut synthétique canadien, pourvu que ceux-ci maintiennent les prix de certains produits en-deçà des niveaux recommandés par le gouvernement. La compensation versée en vertu du programme est inscrite comme une réduction des achats de pétrole brut et de produits.

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de toutes ses filiales (la «Société») à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 4. L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

(b) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus aux résultats. L'actif à long terme, le passif à long terme et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation contractée ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'amortissement, corporel et incorporel, et de l'épuisement qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

(c) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(d) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation des réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt. Les coûts engagés dans les régions étrangères productives sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. En 1981, la Société a adopté la méthode d'épuisement selon le revenu pour le centre de coût en région non éloignée du Canada: selon cette méthode, les coûts engagés sont imputés dans la proportion que le revenu courant représente par rapport au revenu total estimatif des réserves de pétrole et de gaz prouvées. Cette modification de la méthode d'amortissement proportionnel au rendement qui, avant 1981, était basée sur les quantités produites fut apportée suite aux changements dans la détermination du prix des hydrocarbures créés par le Programme énergétique national et finalisés lors de la signature des Ententes sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques conclus entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices.

État consolidé de l'évolution de la situation financière

l'exercice terminé le 31 décembre 1981

milliers de dollars)

Provenance du fonds de roulement

benefice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées d'une filiale

ajouter les postes n'affectant pas le fonds de roulement

fonds de roulement provenant de l'exploitation

emprunts à terme en vertu du crédit rotatif

produit de l'émission de billets convertibles

produit de l'émission d'actions

subventions en vertu du programme d'encouragements pétroliers

produit de l'émission de dette à long terme

avances sur les livraisons futures de gaz naturel

Utilisation du fonds de roulement

Acquisition de Petrofina Canada Inc.

Moins fonds de roulement acquis

Acquisitions d'immobilisations

Remboursements sur l'emprunt à terme rotatif

Réduction de la dette à long terme

Dividendes d'actions privilégiées versés par une filiale

Augmentation des placements

Intérêts reportés

Augmentation des charges reportées

Augmentation (diminution) du fonds de roulement

onds de roulement au début de l'exercice

onds de roulement à la fin de l'exercice

1981	1980
203 844 \$	163 686 \$
323 126	293 864
526 970	457 550
1 029 558	—
461 767	—
460 972	80 000
138 764	—
21 230	—
8 752	19 891
2 648 013	557 441
825 500	—
299 771	—
525 729	—
594 601	424 379
462 729	—
208 055	60 829
138 971	107 937
88 673	10 163
40 447	—
26 607	4 991
2 085 812	608 299
562 201	(50 858)
135 205	186 063
697 406	\$135 205

Etat consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1981

(en milliers de dollars)

Revenus

Exploitation

Intérêts et autres revenus

Participation au bénéfice des sociétés affiliées

Frais

Achat de pétrole brut et de produits

Production et raffinage

Amortissement et épuisement

Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration

Taxes autres que les impôts sur le revenu

Intérêt sur la dette à long terme

Autres intérêts

Bénéfice avant impôts sur le revenu

Provision pour impôts sur le revenu (note 12)

Reportés

Exigibles

Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées d'une filiale

Dividendes des actions privilégiées d'une filiale

Bénéfice net de l'exercice après dividendes sur actions privilégiées de la filiale

Bénéfices non répartis au début de l'exercice

Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice

1981	1980
\$ 2 646 365	\$ 991 517
48 414	27 611
20 998	16 026
2 715 777	1 035 154
1 541 920	290 047
274 440	165 230
157 122	141 960
156 942	79 798
115 586	16 119
35 446	22 850
5 303	—
2 286 759	716 004
429 018	319 150
175 278	156 407
49 896	(943)
225 174	155 464
203 844	163 686
138 971	107 937
64 873	55 749
110 799	55 050
\$ 175 672	\$ 110 799

ssif

ssif à court terme

Comptes-fournisseurs et frais courus

Impôts sur le revenu à payer

Portion de la dette à long terme échéant
d'ici un an

ette à long terme (note 7)

et à terme rotatif (note 8)

ances sur les livraisons futures de gaz naturel

ôts sur le revenu reportés

articipation minoritaire dans une filiale (note 2)

ctions privilégiées émises par une filiale (note 9)

llets convertibles (note 10)

voir de l'actionnaire

apital (note 11)

Actions privilégiées

Actions ordinaires

énéfices non répartis

ngagements et passif éventuel (note 16)

1981	1980
\$ 426 523	\$ 285 792
10 006	—
73 135	61 668
509 664	347 460
211 042	221 407
566 829	—
60 896	37 187
910 066	581 738
787 450	—
1 464 375	1 464 375
461 767	—
864 772	423 800
600 000	580 000
1 464 772	1 003 800
175 672	110 799
1 640 444	1 114 599
\$6 612 533	\$3 766 766



Bilan consolidé

Au 31 décembre 1981

(en milliers de dollars)

Actif

	1981	1980
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	\$ 115 534	\$ 72 601
Comptes-clients	587 476	257 111
Stocks (note 3)	474 017	127 212
Dépôts et frais payés d'avance	30 043	25 604
Placements (note 4)	1 207 070	482 604
Immobilisations, montant net (note 5)	4 911 387	2 950 741
Charges reportées (note 6)	69 754	41 521
Intérêts reportés (note 10)	40 447	—

Approuvé au nom du conseil d'administration

Administrateur

Administrateur

\$6 612 533

\$3 766 76

responsabilité de la direction pour s états financiers

états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement
munus et appropriés dans les circonstances. La direction est également responsable des autres
enseignements contenus dans le rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les
s financiers. La direction est aussi responsable de fournir un système de contrôle interne
nettant de garantir raisonnablement la fourniture de renseignements financiers fiables. La Société a un
ice de vérification interne chargé d'examiner le système de contrôle interne pour s'assurer qu'il est
quat et fonctionne convenablement.

conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction remplit ses obligations concernant les rapports
nciers et le contrôle interne. Le conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son comité de
fication, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société. Le comité
contre la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes au moins quatre fois par an pour
surer que les responsabilités sont convenablement assumées et pour examiner les états financiers.
vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément
normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur
fication comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société et des sondages
procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement.
vérificateurs externes ont pleinement accès au comité de vérification du conseil d'administration.

Rapport des vérificateurs

Honorable Marc Lalonde, C.P., député
ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources du Canada
Commissaire des Communes
Ottawa, Canada

nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1981 ainsi que les états consolidés des
résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date.
notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté
r conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.
notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31
décembre 1981 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice
terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au
cours de l'exercice précédent.
nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la
Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance
sont de la compétence de la Société.

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

Comptables agréés

Calgary, Canada
26 février 1982

Fonds disponibles pour réinvestissement

Au cours de 1981, Petro-Canada a généré des fonds disponibles pour réinvestissement de l'ordre de \$188,6 millions. Ce montant consiste en fonds provenant de l'exploitation de \$526,9 millions, plus des avances sur livraisons futures de gaz naturel de \$8,8 millions moins les obligations sur la dette à long terme de \$208,1 millions et les dividendes sur actions privilégiées de \$139,0 millions.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations de 1981 ont atteint \$709,9 millions, soit une augmentation de \$270,4 millions, ou 61,5 pour cent sur 1980. Ces dépenses sont ventilées ainsi:

	millions
Exploration et exploitation de pétrole et de gaz	\$425,5
Raffinage et mise en marche ..	74,2
Projets des sables bitumineux	50,3
Autres immobilisations	44,6
Placements (principalement Panarctic, Canertech et Westcoast)	88,7

Charges reportées (principalement les projets Gaz naturel liquéfié de l'Arctique, Pétrole lourd, sables pétroliers et autres études de faisabilité)

\$709,9

Ces dépenses ont été financées par les fonds disponibles pour réinvestissement et par le produit de l'émission d'actions et de dette à long terme. Le droit de la Société à recevoir \$138,8 millions du Programme d'encouragements pétroliers, provenant des dépenses en immobilisations admissibles, a été inclus au fonds de roulement.

Acquisition

Actif net

Au cours de l'exercice, la Société a acquis 55,7 pour cent des actions en circulation Petrofina Canada Inc., à laquelle on a payé la suite donné le nom de Entreprises Petro-Canada Inc., et a fait une offre pour toutes les autres actions, offre qui demeure en vigueur jusqu'au 28 février 1983. Les résultats d'exploitation de l'ancienne Petrofina depuis le 12 mai 1981, date effective de l'acquisition, ont été inclus dans les états financiers consolidés. Le coût de l'acquisition s'élevait à \$825,5 millions au 31 décembre 1981 et on estime que le coût d'acquisition du solde de 44,3 pour cent, compte tenu des rajustements pour refléter l'intérêt imputé et les versements de dividendes, sera de \$787,4 millions. L'acquisition est financée par un accord de crédit obtenu d'une banque à charte canadienne, lequel crédit est en grande partie remboursé par les fonds du Comp de propriété canadienne pour lesquels la Société a émis des billets convertibles au gouvernement du Canada. Les billets ser convertis en actions ordinaires de la société à une date ultérieure.

a déduit de l'actif consolidé \$3 045,9 millions pour le passif, les impôts sur le revenu reportés et la participation minoritaire dans les Entreprises de même que \$1 464,4 millions pour les actions privilégiées émises par Petro-Canada Exploration Inc., ce que nous donne un actif net de \$2 102,2 millions, soit le placement du gouvernement du Canada dans la Société. Ce placement consiste en billets qui seront convertis en actions ordinaires de la Société — \$461,7 millions actions privilégiées — \$864,8 millions et actions ordinaires — \$600,0 millions et bénéfices non répartis — \$176,7 millions.

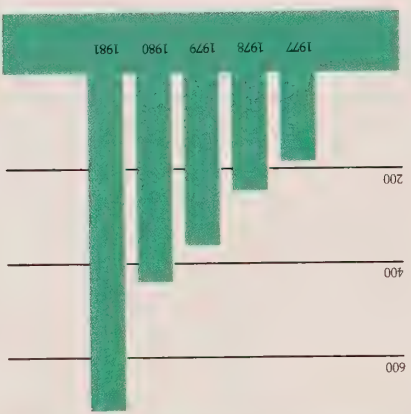
office, et elle devrait réduire les dépenses immobilisations seulement du solde des ts au PEP, après déduction de la TRPG. ant cette formule, le bénéfice net de la éte, après versement des dividendes actions privilégiées, se serait élevé à 1 millions en 1981, en regard de \$55,7 ions en 1980, ce qui représente un oissement de \$50,4 millions ou de 90,5 r cent.

Revenus

revenus d'exploitation de \$2 646,4 ions englobent \$707,6 millions en venance de l'exploitation de l'ancienne cofina depuis la date d'acquisition. En ant abstraction de cet apport aux enus d'exploitation, les revenus qui éturent, soit \$1 938,8 millions, sont en sse de \$947,3 millions par rapport aux enus de \$991,5 millions affichés en 0. Cet accroissement est attribuable en éure partie à la prise en ligne de apte pour un exercice complet des enus de pétrole brut mexicain, que la iété a importé en conformité des ctives du gouvernement canadien. Ces enus ont totalisé \$680,0 millions en 1981 comparaison de \$11,8 millions en 1980. reste de la hausse, soit \$279,1 millions, attribuable à un chiffre d'affaires accru à la hausse des prix dans le secteur des oduts de pétrole raffiné et à la hausse s prix, accompagnée d'un léger èvement du chiffre d'affaires, dans le teur des dérivés liquides du gaz naturel.

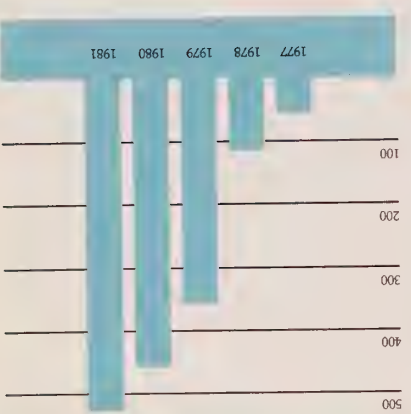
es prix accrus dans le secteur des sources naturelles ont été grandement mpensés par une réduction du volume production de gaz, surtout en lombie-Britannique, et par une oduction réduite de pétrole, suite au ogramme de coupures de l'Alberta. ntérêt et les revenus divers de \$48,4 illions proviennent surtout du placement n surplus temporaire d'encaisse. Le acement de la Société dans Westcoast ansmission Company Limited est sponsable de presque toute la rticipation de \$21,0 millions au bénéfice : sociétés affiliées. Les revenus totaux de xercice, de \$2 715,8 millions, représentent

Dépenses en immobilisations



en millions de dollars

Fonds provenant de l'exploitation



en millions de dollars

une augmentation de \$1 680,6 millions sur les revenus de \$1 035,2 millions atteints en 1980.

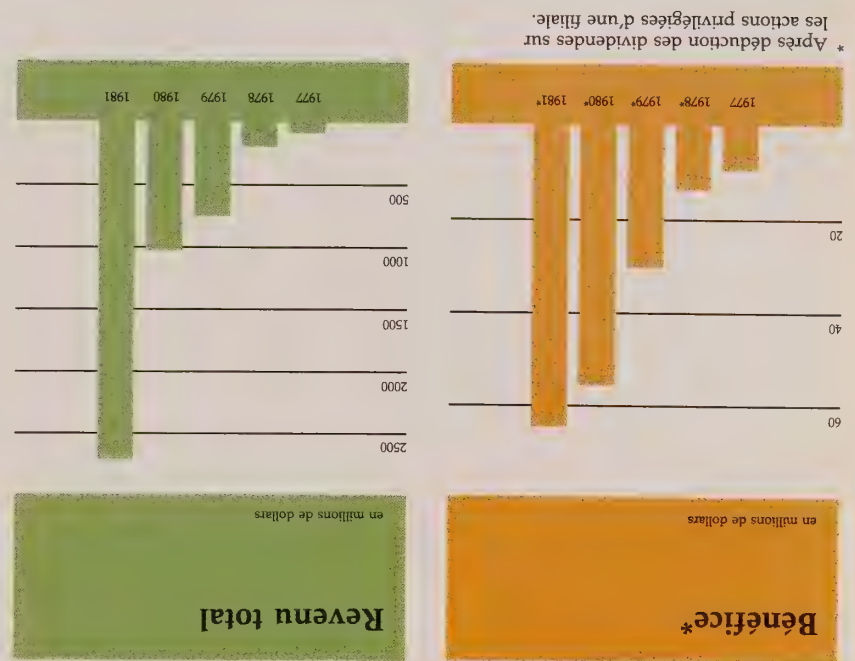
Frais

Les frais ont augmenté de \$716,0 millions en 1980 à \$2 286,8 millions et reflètent ainsi les achats de pétrole brut du Mexique pour un exercice entier; l'expansion considérable de l'exploitation résultant de l'acquisition de Petrofina; des volumes et des coûts accrus du pétrole brut acheté et des produits pour raffinage et mise en marché; l'introduction de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières et l'impact de l'inflation sur les frais.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation sont passés de \$457,5 millions en 1980 à \$526,9 millions en 1981, soit une augmentation de \$69,4 millions ou 15,2%. Ce montant comprend le bénéfice avant dividendes de \$203,8 millions plus les postes n'exigeant pas de sortie de caisse de \$323,1 millions (impôts sur le revenu reportés de \$175,3 millions; amortissement et épuisement de \$157,1 millions moins des crédits nets de \$9,3 millions).

Revue financière



* Après déduction des dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale.

Bénéfice

L'accroissement important des revenus et du bénéfice de 1981 s'inscrit dans le cadre de la croissance soutenue de la Société qui repose sur des programmes de dépenses en immobilisations d'envergure et sur l'acquisition de Petrofina Canada Inc. au cours de l'exercice. Les résultats d'exploitation de l'ancienne Petrofina sont inclus aux états financiers pour la période ultérieure au 12 mai 1981, date de prise d'effet de l'acquisition.

Le bénéfice avant impôts s'est chiffré à \$429,0 millions par rapport à \$319,2 millions en 1980, ce qui représente une hausse de 34,4 pour cent. La provision pour impôts sur le revenu de \$225,2 millions s'est traduite en un bénéfice net de \$203,8 millions, avant le versement de dividendes d'actions privilégiées d'une filiale, ce qui constitue une augmentation de \$40,1 millions, soit 24,5 pour cent, en comparaison de l'exercice précédent. Les dividendes versés au titre des actions privilégiées, détenues par un groupe de

banques à charte canadiennes, se sont élevés à \$139,0 millions, ramenant à \$64,4 millions le bénéfice net après le versement des dividendes. Celui-ci est donc en hausse de 16,5 pour cent des \$55,7 millions qu'il était en 1980.

Le Programme énergétique national (PEN) prévoyait des dispositions relatives au Programme d'encouragements pétroliers (PEP) et à la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). Aux fins du PEN, il est clairement énoncé que la TRPG est le mécanisme de financement du PEP, il s'ensuit que les dispositions relatives à ces deux aspects du PEN constituent un programme intégré de telle sorte qu'une partie du PEP est financée par la Société même par le biais de la TRPG qu'elle verse. Le gouvernement permet aux entreprises de satisfaire à leur obligation de verser cette taxe en renonçant à leurs droits en vertu du PEP pour un montant équivalent. Il en résulte que l'on peut évaluer le versement de toute TRPG à la condition d'avoir droit de bénéficiaire du PEP dans une mesure correspondante. Le programme PEP/TRPG est censé remplacer les anciennes incitations rattachées au régime fiscal qui prévoyait des allocations pour éprouver à porter sur l'état des résultats.

Le bénéfice de Petro-Canada a été calculé suivant une note d'orientation publiée en février 1982 par l'Institut Canadien des Comptables Agréés qui stipule que la TRPG soit comptabilisée en déduction du bénéfice et que les droits au PEP soient comptabilisés en déduction des dépenses en immobilisations. La Société est d'avis que ce traitement comptable ne tient pas compte de la nature d'auto-financement du programme PEP/TRPG, n'en indique pas l'incidence économique réelle et ne permet pas le calcul de résultats comparables à ceux des exercices antérieurs lorsque des allocations pour éprouver étaient prises en ligne de compte à l'état des résultats. La Société estime que, dans la mesure où elle peut bénéficier du PEP, elle devrait porter la TRPG en déduction des droits au PEP plutôt que de la retrancher du

Affaires sociales et viroennementales

ous sa création, Petro-Canada s'intéresse
ment aux questions écologiques et
ales et à l'impact que les
éveloppementents énergétiques peuvent
r. La Société s'est donc toujours efforcée
r tenir compte aussi bien sur le plan de
activités professionnelles que sur le plan
son action dans la collectivité. Cela lui a
mis de devenir un des leaders dans ce
maine au sein des milieux d'affaires
adiens.

Société estime que ses responsabilités
obligent à accorder une importance
adamentale aux questions écologiques et
iales, à toutes les étapes de ses
vités, c'est-à-dire aussi bien en ce qui
concerne la planification, la prise de
vision, les études d'ingénierie et la
struction que la mise hors service de
unités de production.

l'objectif de Petro-Canada est de veiller
e que ses décisions d'exploitation des
sources naturelles soient prises dans le
tre d'un processus permettant
pression des intérêts du public et des
lectivités et favorisant les échanges
nformations entre les groupes intéressés
les groupes affectés par les divers
jets. La Société encourage également les
mmunications entre les organismes
bils et privés, de façon à ce que le
nada puisse se doter des politiques et
canismes réglementaires indispensables
ur que l'exploitation de ses ressources
ergétiques se fasse dans le respect des
érêts collectifs.

n personnel des Affaires sociales et
viroennementales collabore donc avec ses
oupes opérationnels afin de trouver des
lutions pratiques et permanentes aux
mbreux problèmes quotidiens qui se
sent à travers le Canada. En outre, la
ciété participe aux activités de divers
ganismes soucieux de la protection de
nvironnement et de l'élaboration de
rogrammes d'urgence pour faire face aux
ises éventuelles.

Puisqu'elle veut jouer un rôle positif au
sein de la collectivité nationale, la Société
gère également un programme de dons
bien diversifié. Cela lui a permis d'offrir son
soutien financier à un grand nombre
d'organismes oeuvrant dans le domaine de
la santé et du bien-être social, de
l'enseignement, de la culture et de
l'environnement, ainsi qu'à diverses
manifestations sportives, civiques et autres.

Petro-Canada joue un
rôle des plus actifs pour
assurer que l'on tienne
compte des préoccupations
sociales et écologiques
lors de la prise de
décisions relatives à
l'exploitation de ressources



Responsabilités à l'égard de la collectivité



L'équipe d'employés de Petro-Canada représente l'act le plus précieux de la Société. L'expansion rapide que lui a permise l'acquisition d'autres sociétés souligne encore davantage l'importance du personnel

Ressources humaines

Suite à l'acquisition réalisée au cours de l'année, la Société a ajouté 1 500 employés à son personnel antérieur, ce qui signifie qu'elle emploie maintenant 5 800 personnes, à temps plein ou à temps partiel. Petro-Canada a commencé en 1981 la construction d'un complexe de bureaux à Calgary, afin d'y regrouper ses employés de plus en plus nombreux qui sont actuellement dispersés dans plus de 20 édifices différents de la ville. Ce nouveau complexe lui appartiendra à 50 p. cent.

Petro-Canada est avant tout une équipe d'employés professionnels et dynamiques. Chacune de ses entreprises et chacun de ses succès sont le fruit des efforts déployés par chacun de ses membres. C'est pourquoi elle reste déterminée à offrir à son personnel permanent le maximum de programmes de formation et de perfectionnement professionnels.

Le rôle de Petro-Canada dans l'exploration et l'exploitation des réserves canadiennes d'hydrocarbures a été l'objet de nombreuses études et applications technologiques mises au point par la recherche fondamentale et appliquée.

Le charbon

Les activités de Petro-Canada dans les bassins houillers de l'Ouest du pays ont été l'objet d'un projet d'exploration et d'exploitation, à 15 kilomètres au nord-est de Kipp, en Alberta, qui a été différé pendant une période de deux ans, par suite de problèmes de transport par chemins de fer.

Les études préliminaires d'exploration et d'exploitation ont été achevées pendant l'année dans les bassins houillers de la région de la Montagne-Pas, au nord-est de la Colombie-Britannique, de même que des études socio-économiques connexes. Les bassins de Montkman Pass constituent l'une des zones charbonnières les plus importantes du nord-est de la Colombie-Britannique. Les concessions relatives à 38 308 hectares et les réserves évaluées à 2,8 milliards de tonnes de charbon.

Société détient en tout environ 200 000 hectares nets de terrains houillers dans le nord du pays et environ 1,6 million d'hectares nets dans l'Arctique. La Société participe aussi à des relevés et à des études de faisabilité relatives au charbon de Nouvelle-Écosse ainsi qu'à des relevés géochimiques bitumineux au Nouveau-Brunswick.

Canertech

Canertech a été établie en 1980 comme une filiale qui appartient entièrement à Petro-Canada. Cette société, dont le siège social est à Winnipeg, au Manitoba, a entrepris sa première année d'exploitation avec un budget de \$20 millions destiné à mener le développement de projets commerciaux reliés à l'énergie renouvelable.

au Canada. On s'attend que Canertech devienne une société de la Couronne autonome en temps opportun.

Société Petro-Canada pour l'assistance internationale

Cette filiale qui appartient entièrement à Petro-Canada a été établie comme une entreprise indépendante par le Gouvernement du Canada en 1981. Le Gouvernement lui accordera un budget distinct de celui de Petro-Canada dans le but de fournir de l'aide aux pays en développement pour leurs travaux d'exploration et d'exploitation de pétrole indigène et de gaz naturel.



Des études de faisabilité et des travaux préliminaires d'exploration ont été poursuivis sur les terrains houillers de la Société.

Recherches et

autres activités



La recherche et le développement joueront un rôle croissant dans nos activités. On a déjà entrepris des travaux de recherche appliquée en laboratoire ainsi que dans les gisements.

1 mètre
1 carreau = 10,76 pieds carres
1 kilomètre = 0,62 mille
1 hectare = 2,47 acres

Recherche fondamentale et appliquée

Depuis sa création, Petro-Canada déploie des efforts soutenus en matière de recherche fondamentale et appliquée. En 1980, elle avait ouvert sa première unité centralisée de recherche, dans un édifice de 6 130 mètres carrés. Fin 1981, son Conseil d'administration a approuvé l'expansion de cette unité de 6 130 mètres carrés par la construction d'un édifice contigu de 26 400 mètres carrés dans le Parc de la recherche de l'Université situé au nord-ouest de Calgary. Ces travaux d'agrandissement seront terminés en 1985 et permettront à la Société d'intensifier ses recherches pour améliorer les technologies d'exploration, de production et de valorisation du pétrole lourd.

Le succès futur de Petro-Canada repose sur sa capacité à relever une multitude de défis techniques, notamment pour assurer la pleine exploitation du potentiel des hydrocarbures. Cela est particulièrement vrai pour la production et le transport de réserves des régions reculées ainsi que pour la production et le traitement du pétrole lourd et des sables bitumineux.

autres projets

sc cinq autres compagnies, la Société participe au projet Carmont, destiné à accélérer la construction d'une usine de raffinage du pétrole. Le projet a coûté de \$1,5 milliard. Le projet a permis la réalisation des études de conception, de budgétisation, de recherche et développement et, finalement, l'impact écologique du projet.

1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.

En 1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.

En 1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.

En 1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.

Marketing

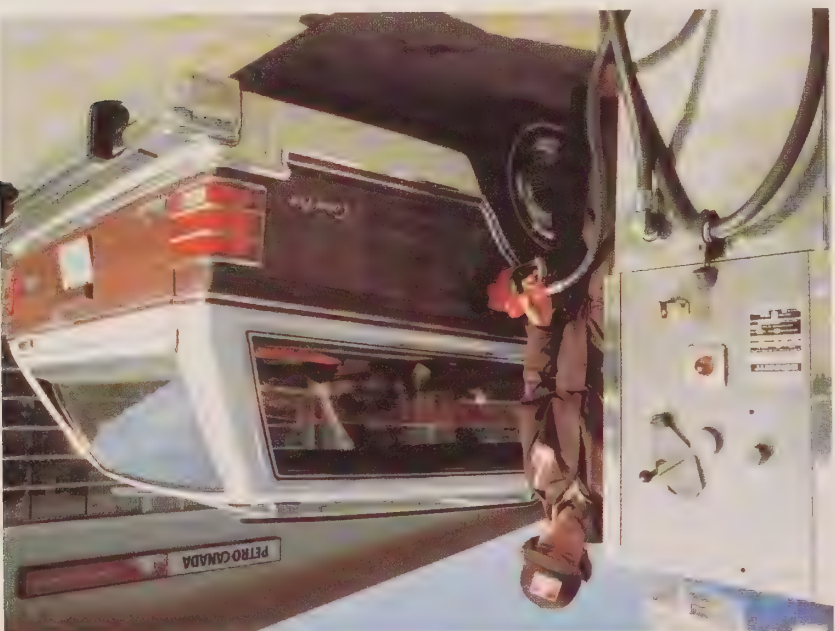
En 1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.

Le volume des produits pétroliers raffinés de la Société, qui était de 1 436 000 mètres cubes en 1980, a atteint 4 017 000 mètres cubes en 1981.

La réidentification des stations-service Fina a commencé à la fin de l'année en même temps que l'ouverture de stations à Montréal, Toronto et Halifax, dans le cadre d'un programme qui devrait être achevé vers le milieu de 1982. La réidentification des stations Merit a commencé en 1981 et sera terminée en 1982. La réaction du public a été très encourageante, puisque les stations rebaptisées ont connu une hausse globale de leurs ventes de 2 p. cent, malgré un déclin général de 3 p. cent dans le reste de l'industrie. En outre, pendant le dernier trimestre de l'année, la Société a reçu quatre fois plus de demandes de cartes de crédit que durant la même période l'an dernier.

En 1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.

En 1981, Petro-Canada a continué à jouer un rôle d'agent d'importation du brut mexicain. Dans ce domaine, la consommation de la Société est d'acheter 100 mètres cubes de pétrole par jour et d'assurer le transport et la livraison aux raffineries des provinces de l'Est. Cette quantité représente environ 9 p. cent des importations totales de pétrole brut du Canada.



Les débouchés de marketing de Petro-Canada dépassent le nombre de 1 500: ils sont situés dans chaque territoire et chaque province, sauf à Terre-Neuve.

1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 291,97 gallons
1 mètre cube = 35,31 pieds cubes

CANMET: l'usine aura une capacité de 237 339 millions de litres par suite de l'acquisition par Petro-Canada, ce qui a ajouté \$102,5 millions aux revenus de la Société.

Au cours du dernier trimestre de 1981, la Société a vendu pour \$16,9 millions à une compagnie canadienne son usine de polystyrène qui était adjacente à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles.

La production pétrochimique de la raffinerie de Pointe-aux-Trembles a été de 237 339 millions de litres par suite de l'acquisition par Petro-Canada, ce qui a ajouté \$102,5 millions aux revenus de la Société.

Les revenus de l'usine de traitement par turbo-expansion que possède Petro-Canada à Empress, en Alberta, ont représenté une part importante de la marge brute d'autofinancement de la Société. Conçue pour l'extraction de produits liquides du gaz expédié d'Alberta vers les provinces de l'Est. En 1981, elle a récupéré 6 800 mètres cubes par jour de dérivés liquides, soit une hausse de 1 300 mètres cubes par jour par rapport à la production de 1980.

Une grande partie de l'éthane liquide est livrée par pipeline à une usine pétrochimique située près de Red Deer, Alberta, alors qu'une partie est distribuée par le pipeline de Cochin, qui appartient pour 10 p. cent à Petro-Canada. Les liquides restants sont distribués par le propre pipeline de Petro-Canada, qui transporte 2 400 mètres cubes par jour de frontière de l'Alberta à Winnipeg.



À la fin de l'an dernier, on avait commencé la construction d'un viscosoréducteur de 2 225 mètres cubes par jour, qui réduira d'environ 25 p. cent la production de combustibles lourds à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles en les transformant en essence et en distillats moyens. Le projet, qui coûtera \$35 millions, devrait être achevé fin 1982.

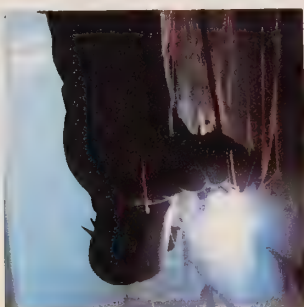
Selon des prévisions, la part des pétroles lourds dans l'offre mondiale de pétrole brut augmentera sensiblement au cours des années 1980. Au Canada, le bitume extrait des gisements de sables bitumineux et de pétrole lourd de l'ouest de la Saskatchewan et de l'Alberta constituera un élément très important du bilan énergétique national. Puisque ce bitume ne peut être raffiné qu'après avoir été valorisé, Petro-Canada a étudié pendant trois ans le procédé CANMET d'hydrocraquage des résidus, mis au point par le centre de recherches technologiques et des Ressources. En 1979, la Société obtenait un permis exclusif d'application de ce procédé.

Fin 1981, le Conseil d'administration de Petro-Canada a approuvé un budget de \$117 millions pour la construction d'une usine où l'on mettra à l'essai le procédé



De la tête de puits au réservoir à essence, Petro-Canada est une société pétrolière complètement intégrée qui poursuit des travaux à l'échelle nationale.

Mise au point- Marketing



L'acquisition de Petrofina a permis d'obtenir une deuxième personne et un personnel hautement qualifié à l'usine de Petro-Canada.

L'acquisition de Petrofina Canada Inc. a eu un impact considérable sur les activités de marketing et de fabrication de Petro-Canada, tant sur le plan de la production que sur le plan des résultats financiers. L'actif de Petrofina a sensiblement augmenté la capacité de raffinage de la Société par une addition de 13 500 mètres cubes par jour à la raffinerie de Pointe-aux-Trembles, au Québec, et a élargi sa zone de commercialisation à l'Est canadien. Le marketing et la fabrication deviendront des éléments de plus en plus importants des activités de la Société, en lui fournissant les ressources financières requises pour les projets longs et coûteux qu'elle entreprend aux frontières à la fois géographiques et technologiques de l'industrie pétrolière.

La fabrication

Petro-Canada a achevé en 1981 l'agrandissement de sa raffinerie de Taylor, en Colombie-Britannique, augmentant ainsi sa capacité de 700 mètres cubes par jour. Presque tous les éléments principaux de la raffinerie ont ainsi été transformés ou agrandis, de façon à en augmenter le facteur de charge de 28 p. cent, soit jusqu'à 3 200 mètres cubes par jour de fonctionnement effectif. La Société pourra ainsi mieux répondre à la demande du marché des provinces de l'Ouest.



Petro-Canada a également obtenu par l'acquisition de Petrofina 6,7 millions de mètres cubes de réserves prouvées de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel. Après calcul des révisions ou additions mineures, ces réserves prouvées ont donc connu une diminution nette de 0,8 million de mètres cubes pendant l'année.

L'acquisition de Petrofina a également apporté à Petro-Canada 19,7 milliards de mètres cubes de réserves prouvées de gaz naturel. La production additionnelle correspondante a atteint 0,6 milliard de mètres cubes. Les additions et révisions résultant des anciennes activités de Petrofina ont totalisé 0,5 milliard de mètres cubes, entraînant donc une diminution nette de réserves prouvées de 0,1 milliard de mètres cubes.

Au 31 décembre 1981, les réserves totales de Petro-Canada atteignaient 53,8 millions de mètres cubes de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel et 137,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le secteur international

En 1981, on a effectué des tests à une découverte importante réalisée durant l'année dans le bloc 30/3 du secteur norvégien de la mer du Nord, dans lequel Petro-Canada détient un intérêt de 5 p. cent. D'autres forages de délimitation y seront réalisés en 1982.

Des relevés sismiques ont été effectués au large des côtes de la République populaire de Chine, dont les résultats ont été communiqués au gouvernement chinois, lequel devrait lancer en 1982 un appel d'offres pour l'attribution des droits de forage.

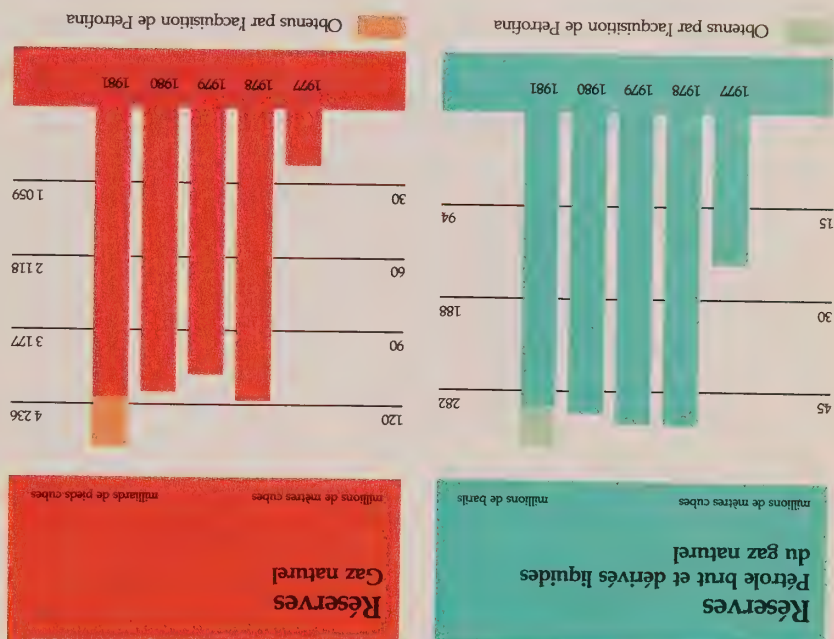
Petro-Canada détient un intérêt de 7,58 p. cent dans le gisement de Casablanca, dans la Méditerranée espagnole.

Les réserves pour les gisements du golfe du Mexique étaient de 431,5 millions de mètres cubes de gaz naturel et 23 000 mètres cubes de dérivés liquides du gaz naturel.

Réserves et production: statistiques

de l'année, le groupe avait acquis des options d'achat de terrains dans deux secteurs susceptibles d'accueillir cette usine.

1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 35,31 pieds cubes



onne de l'Alberta, a été de 750 000

commencé les travaux de design pour

programme de déblocage qui

trait à l'usine d'atteindre le niveau

us de 20 560 mètres cubes par jour

idare. On s'attend de compléter ces

ux en 1986. On projette également

améliorer la stabilité et la fiabilité des

ux et de réduire les coûts

oloitation.

quisition de Petrofina a porté à 17 p.

l'intérêt que détenait la Société dans le

et Alsands. À la fin de l'année, les

aux n'avaient pas encore dépassé

pe préliminaire, les responsables

endant la négociation d'un accord

tral-provincial. L'achèvement de la

struction de ce projet est maintenant

porté à la fin de 1988, ou au début de

o-Canada détient un intérêt de 50 p.

ans le projet Canstar qui étudie la

struction possible de la toute première

ie d'exploitation de sables pétroliers

ement canadienne.

pétrole lourd

o-Canada s'est attaquée avec
termination aux nombreux défis que
présente l'exploitation des gisements de
pétrole lourd, car ceux-ci sont susceptibles
d'apporter une contribution très
importante à la politique nationale
d'insuffisance énergétique.
rôle de la Société dans ce domaine
siste à évaluer le potentiel commercial
réserves existantes et à aider et
encourager le secteur privé à en
reprendre l'exploitation.
Société assure la direction de cinq
projets pilotes distincts d'exploitation
normale du pétrole lourd. En 1981, elle a
miné la construction du projet pilote de
nrose Lake, qui est un projet
ro-Canada à 100 p. cent dont le coût
al s'élèvera à \$34 millions et qui

Réserve prouvée de gaz naturel (avant redévances)

	(millions de mètres cubes)				
	1977	1978	1979	1980	1981
Ouest du Canada	54 480.1	45 576.2	50 955.3	49 809.6	49 809.6
Colombie-Britannique	*	63 945.8	61 955.9	64 125.2	87 139.3
Alberta	*	244.3	276.7	312.3	320.8
Saskatchewan	*				
Sous-total	23 123.0	118 670.2	107 808.8	115 392.8	137 269.7
Secteur international					
Golfe du Mexique (E.-U.)	0.0	0.0	0.0	485.3	431.5

Réserve prouvée de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel (avant redévances)

	(milliers de mètres cubes)				
	1977	1978	1979	1980	1981
Ouest du Canada	4 021.5	3 941.8	3 912.4	4 037.3	4 037.3
Colombie-Britannique	*	45 966.4	46 109.0	43 874.5	48 209.9
Alberta	*	533.2	352.2	865.6	1 567.7
Saskatchewan	*	0.0	0.0	0.0	11.5
Manitoba	24 127.0	50 521.1	50 403.0	48 652.5	53 826.4
Sous-total	24 127.0	50 521.1	50 403.0	48 652.5	53 826.4
Secteur international					
Espagne	0.0	1 003.2	1 029.6	974.2	917.3

* pas disponible

permettra de tester une méthode d'injection
cyclique de vapeur dans huit puits en

1982.

Un autre projet pilote important relatif au
pétrole lourd est en cours de réalisation à

Cactus Lake, en Saskatchewan, et

Petro-Canada partage avec deux associées

des pourcentages égaux de participation.

Des tests de récupération par combustion

in situ seront réalisés dans ce gisement

actuellement en production primaire.

À Muriel Lake et à Kinsella, en Alberta, la

Société participe à deux projets pilotes

distincts relatifs au pétrole lourd qui visent

à étudier les techniques et taux de

récupération. D'autres projets pilotes sont

en cours d'élaboration pour la région de

Kinsella et l'on a alloué environ \$20 millions

pour continuer les travaux.

Petro-Canada participe en outre avec

quatre autres sociétés à un projet de

construction d'une usine de valorisation

du pétrole lourd en Saskatchewan. À la fin

1 kilomètre = 0,62 mille
1 hectare = 2,47 acres
1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 35,31
pieds cubes

La maintenance de l'équipement et de l'usine, l'expansion des installations existantes et la routine quotidienne font partie du secteur de production de l'industrie pétrolière



Les sables bitumineux

East Weasel, à 90 kilomètres au nord de Fort St. John, afin de permettre en même temps la production de pétrole et de gaz. Au gisement de Bellshill Lake, dix puits supplémentaires ont été forés et complétés, ce qui augmentera la production et la récupération finale.

Dans les gisements ne pouvant être exploités par méthodes minières directes, Petro-Canada a terminé, à titre de société exploitante, l'installation du procédé pilote d'exploitation minière *in situ*, au nord de Fort McMurray. Ce projet pilote mettait à l'horizontale et d'exploitation des sables bitumineux par stimulation à la vapeur. Dans un autre projet *in situ* géré par Petro-Canada pour PCFJ, on a atteint les objectifs fixés pour la troisième année d'un programme de cinq ans — soit mettre à l'essai un procédé breveté d'exploitation par préchauffage à l'électricité et déplacement à la vapeur. Quatre puits ont ainsi été préchauffés à l'électricité et les



responsables préparaient à la fin de l'année les travaux de réaménagement de quatre puits électrodes dans le but de commencer la production par déplacement à la vapeur. Petro-Canada détient un intérêt dans environ 15 p. cent de tous les permis d'exploitation des sables bitumineux par méthodes minières directes qui ont été accordés — soit sur 36 000 hectares. La Société participe aux travaux de trois projets pouvant être exploités par des méthodes minières: Syncrude Canada Limited, Alsands Energy Ltd. et Canstar Sands Ltd. Au cours de 1981, la Société a augmenté son intérêt dans le Projet Syncrude à 17 p. cent grâce à son acquisition de Petrofina. Durant l'année, les propriétaires ont investi \$128 millions dans l'usine et on a rapporté des progrès considérables dans les secteurs de productivité des draglines et des systèmes de récupération des roues-pelles ainsi que dans la stabilité opérationnelle des procédés de valorisation. En dépit de problèmes d'exploitation survenus en décembre, l'usine a expédié 4,7 millions de mètres cubes de brut synthétique. La part de la Société, avant provision pour les redevances de la



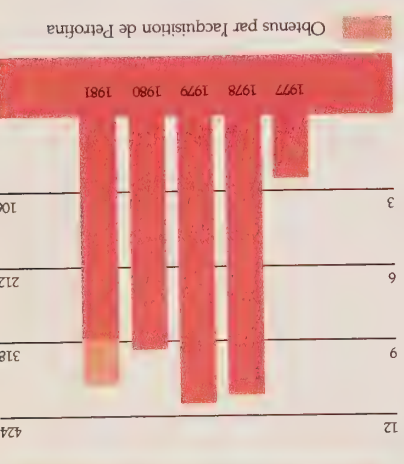
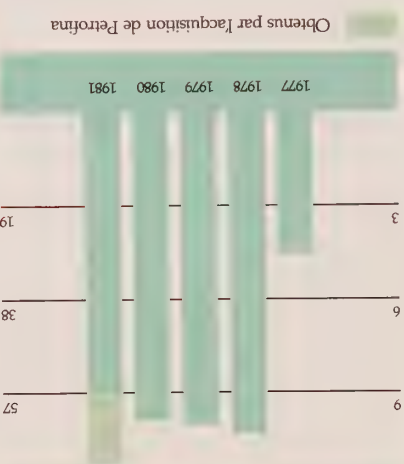
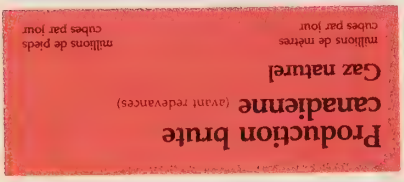
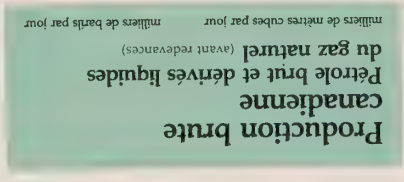
ole et de dérivés liquides du gaz naturel
e 10 718 milliers de mètres cubes de
naturel.

production pétrolière de la Société a
tinué par rapport aux prévisions par
e de la réduction de production imposée
la Commission de conservation des
ources énergétiques de l'Alberta. La
duction du gaz naturel est restée
rière aux capacités, du fait du
issement prolongé de la demande à
ortation pour le gaz naturel,
mmment en Colombie-Britannique, qui
ésente une part importante de la
duction gazière de la Société.

o-Canada a poursuivi son programme
nsif de forages d'exploitation, en
icipant à 231 forages bruts, dont 203
été achevés pour la production de
ole ou de gaz naturel.

1981, Petro-Canada a achevé la
struction d'installations importantes à
zeau et à East Kaybob, en Alberta.
sine centrale de traitement du pétrole et
conservation du gaz naturel de Brazeau
é agrandie pour permettre le traitement
quantités plus importantes de pétrole
e gaz naturel produites par l'injection
fluides miscibles dans les réservoirs
roliers de Nisku. Grâce à ce projet,
ro-Canada réussira presque à doubler la
upération du pétrole dans ces réservoirs.
usine de gaz de Kaybob, à 160
omètres au nord-ouest d'Edmonton, les
vaux d'agrandissement ont permis de
mmencer le traitement de 280 000 mètres
es par jour en 1981. Grâce à la nouvelle
ne de traitement et de réinjection, la
capacité totale de l'usine est passée à
viron 2 millions de mètres cubes par
ur de gaz corrosif et non corrosif, dont
viron 280 000 mètres cubes sont
njectés dans le réservoir de Kaybob East,
n d'y maintenir la pression voulue pour
gumenter la production des dérivés du gaz
naturel.

Hanlan, dans les contreforts des
cheuses de l'ouest central de l'Alberta,
e société associée à Petro-Canada a
mmencé la construction d'une grande
line de gaz naturel.



Petro-Canada détient un intérêt actif
d'environ 21 p. cent dans le projet global et
de 31 p. cent dans l'usine. En 1981, la
Société a fait un investissement net de \$14,5
millions dans ce projet, dont le coût total
net devrait s'élever à \$78 millions. L'usine
devrait entrer en production au début de
1983, avec un débit de 1,08 million de mètres
cubes par jour de gaz commercialisable
(débit net pour Petro-Canada).

Dans les gisements de Medicine
Hat-Alderson, au sud-est de l'Alberta,
Petro-Canada a foré et relié 68 puits de gaz
naturel afin d'augmenter les débits de
production prévus par contrats dans cette
région. L'usine de gaz de Gilby, à l'ouest
de Red Deer, a été modifiée afin de
récupérer 125 mètres cubes par jour de
propane et butane, ainsi que du condensat
supplémentaire. À l'usine de Wildcat Hills,
le groupe compresseur a été considérablement
modifié afin de maintenir la capacité au
niveau de 2 630 milliers de mètres cubes
par jour.
En Colombie-Britannique, la Société a
terminé l'installation des groupes
compresseurs à Siphon, Stoddart et North
Pine, au nord et au nord-est de Fort St.
John, ce qui lui permettra de maintenir les
débits prévus par contrats dans ces régions.
Les travaux d'installation d'une batterie
centrale de traitement ont été terminés à

1 hectare = 2,47 acres
1 kilomètre = 0,62 mille
1 mètre cube = 6,28 barils
1 mètre cube = 35,31
pieds cubes

septentrionales de l'intérieur, est dotée de caractéristiques géophysiques nécessaires la formation des hydrocarbures.

Neuf permis d'exploration, couvrant environ tout 6,52 millions d'hectares nets, ont été attribués à Petro-Canada dans les Territoires du Nord-Ouest. Conformément au programme négocié, deux de ces permis devront faire l'objet de travaux d'exploration immédiats. Pour les sept autres, les travaux seront différés pendant une période de deux ans afin de faciliter les négociations entreprises avec les Dénés Métis de la Vallée du Mackenzie au sujet de leurs revendications territoriales.

Au Québec, Petro-Canada a concentré ses travaux d'exploration dans trois régions des basses terres du Saint-Laurent, où trois puits ont été forés, la Péninsule de Gaspe où un puits l'a été, et l'estuaire du fleuve où des recherches sismiques ont été effectuées. Deux des puits forés dans les basses terres, près de la ville de Bécancour, ont révélé des traces de gaz. D'autres tests sont prévus pour en évaluer l'importance.

Avec deux sociétés associées, Petro-Canada a acquis 20 000 hectares bruts au sud-est de London, en Ontario en 1980 et en 1981. Le groupe y a réalisé un programme de recherches sismiques sur 105 kilomètres carrés et foré un puits en 1981.

La production

L'une des principales activités de Petro-Canada en 1981 a été l'intégration de l'actif de Petrofina, notamment des unités importantes de production de gaz de Willcat Hills et de Windfall et de production pétrolière du gisement de Redwater. La plupart des terrains produisant du gaz naturel et de dérivés liquides par jour de pétrole et de dérivés liquides cubiques par jour de gaz naturel, ce qui donne une production totale quotidienne pour Petro-Canada de 11 302 mètres cubes de



- ▲ Principales régions de production
- Principaux travaux relatifs au pétrole lourd / aux sables pétroliers
- Principaux travaux "en aval"
- Principales régions d'exploration



Un forage surveillé de près les travaux de forage.

pétrolières les plus prolifiques de l'Alberta, le bassin de Shekille-Zama et celui de Peace River Arch. Dans le bassin de Shekille-Zama, la Société a foré un puits pétrolier productif et a acquis 2 888 hectares nets. La Société a également participé aux travaux sismiques réalisés sur 730 kilomètres. Dans le bassin pétrolier de Peace River Arch, Petro-Canada a ajouté 36 794 hectares à ses intérêts fonciers déjà importants, a participé à sept découvertes de pétrole et effectué des recherches sismiques sur 380 kilomètres.

En Colombie-Britannique, ses activités ont porté sur la recherche de gisements pétroliers conventionnels ou de gisements susceptibles de renfermer des réserves importantes de gaz. Un programme de recherches sismiques a été entrepris dans la région de Peejay et deux importants puits de gaz naturel ont été découverts. L'un dans les contreforts des Rocheuses dans la région de Oetco et l'autre à Laprise.

La Société a poursuivi ses travaux d'évaluation géophysique dans le Bassin cambrien, prolifique en pétrole, au nord de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest. Cette partie des Territoires du Nord-Ouest, que l'on appelle les Plaines

e Canada continental



contreforts de
arta offrent un
ronnement"
aculatoire pour le
e. Petro-Canada
suit des travaux
d'exploration de
le et de gaz naturel
le sud du Canada

re
= 35,31 pieds cubes
lare = 2,47 acres
mètre - 0,62 mille



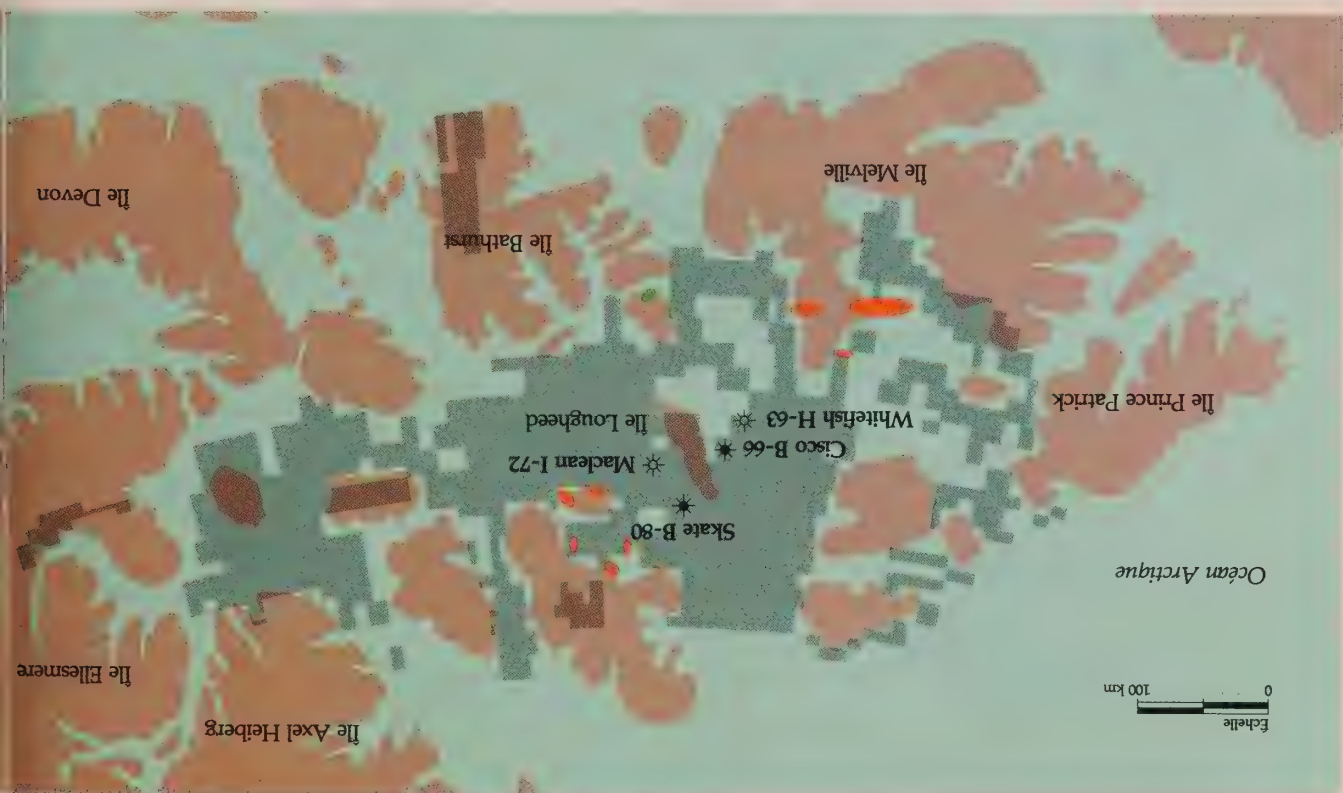
L'exploration

L'acquisition de Petrofina a considérablement augmenté l'actif des terres de la Société en 1981. Petrofina a en effet apporté 1,48 million d'hectares nets de terres à Petro-Canada, lui offrant ainsi des possibilités plus vastes d'exploration dans l'Ouest canadien, l'Arctique et le golfe du Saint-Laurent. De plus, Petro-Canada a acheté 79 125 hectares nets lors des ventes de terres provinciales de la Couronne.

L'exploration a constitué une partie importante des activités de la Société à l'intérieur des provinces en 1981. En effet,

173 puits exploratoires ont été forés dans l'Ouest du pays, dont 41 de gaz naturel et 38 de pétrole; 88 ont été abandonnés parce que stériles, et les travaux ont été interrompus pour les six derniers en attendant des évaluations plus précises. Neuf équipes ont effectué des recherches géophysiques pour la Société, lui permettant d'obtenir de nouvelles données sismiques sur 2 684 kilomètres. En outre, des sociétés associées ont complété des recherches sismiques sur 2 137 kilomètres. Petro-Canada a été l'une des sociétés les plus actives dans les deux zones





Le Projet pilote de l'Arctique

- Terres à intérêt conjoint
- Cisement de pétrole
- Cisement de gaz
- Puits de pétrole et de gaz
- Puits de gaz

Petro-Canada, qui détient un intérêt de p. cent dans le Projet, en est le leader pour un groupe de sociétés canadiennes pétroles et de transport.

Si l'Office national de l'énergie approuve les éléments techniques et économiques du Projet, la dernière étape consistera à obtenir l'approbation du cabinet fédéral. mise en oeuvre du Projet de \$2,1 milliards durera ensuite quatre ans et permettra pendant une période d'exploitation de 20 ans de transporter quotidiennement neuf millions de mètres cubes de gaz naturel l'Arctique.

Le Projet s'est conçu pour évaluer la faisabilité de production de gaz naturel dans les îles de l'Arctique, de transport de ce gaz par un gazoduc souterrain de 160 kilomètres de longueur, de sa liquéfaction, puis de son expédition, par méthaniers brise-glace, vers une usine de regazéification au sud du Canada, le tout à longueur d'année.

Le Projet pilote de l'Arctique, qu'exploite Petro-Canada, a franchi deux étapes en 1981 avant les audiences publiques de l'Office national de l'énergie en février 1982. De plus, le Projet s'est volontairement soumis à des examens par Transports Canada du design des méthaniers et des terminaux.

Superficie des terres

(en hectares)

Bruts

Nets

Provinces	Bruts	Nets
Colombie-Britannique	1 560 169	833 071
Alberta	3 945 722	2 009 065
Saskatchewan	252 718	112 184
Manitoba	148 528	74 555
Ontario	64 318	51 083
Québec	1 362 110	705 690

Régions reculées	Bruts	Nets
T. du N.-O. et Beaufort	10 859 893	7 760 298
Iles de l'Arctique	10 177 968	1 886 588
Offshore de la côte Est	36 223 710	19 030 697
Secteur international	626 169	73 010

taît la première fois que l'on assistait à un jaillissement de pétrole des roches oszoïques de l'Arctique. Les deux ont été

ndonnés.

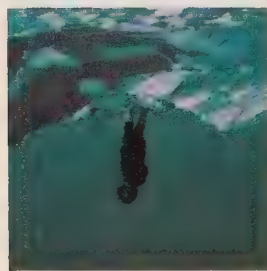
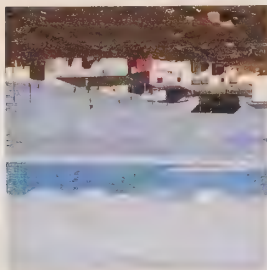
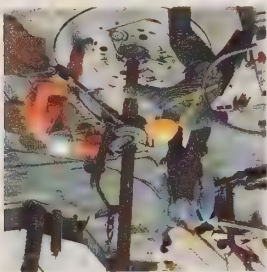
puits Maclean I-72, à 25 kilomètres à l'ouest de l'île Longue, a également donné à une découverte de gaz naturel et de condensat. Mais le puits le plus encourageant fut de loin le Cisco B-66, à 14,2 p. cent au forage de la mer de Beaufort à proximité des autres îles artificielles ont été forages qui seront entrepris en 1982 avec participation de Petro-Canada.

Panarctic Oils à deux autres puits dans l'Arctique.

Société a aussi participé dans une proportion de 14,2 p. cent au forage de l'Arctique ainsi qu'à des travaux sismiques. Le puits, foré depuis une île artificielle construite en 1980, s'est révélé utile et a donc été abandonné.

Même si les débris sont multiples, l'exploration dans l'Arctique représente un potentiel croissant pour l'exploitation des ressources de chaque nouvelle découverte.

1 kilomètre - 0,62 mille
1 mètre cube - 6,28 barils
1 hectare - 2,47 acres



L'Arctique

Le puits Rut H-11, à 65 kilomètres au nord-est de Saglék, était le plus septentrional des puits forés pendant la saison, mais les travaux ont dû être interrompus, à cause des intempéries. Ils reprendront en 1982.

Le cinquième forage entrepris cette saison fut le Corte-Real P-85, à 145 kilomètres nord-est de Hopedale. Le début des travaux tard dans la saison n'en a permis que le cuvelage initial. Les travaux reprendront en 1982.

À titre d'exploitante du Groupe Labrador et de participante à d'autres programmes, Société a également effectué des recherches sismiques sur le Plateau continental du Labrador.

En 1981, le programme d'exploration de Petro-Canada dans les îles de l'Arctique comprenait des travaux comme membre du Groupe d'exploration des îles de l'Arctique (AIEG), et comme l'un des actionnaires principaux de Panarctic Oils Ltd.

Le groupe AIEG dirigé par Panarctic a fait trois puits dans l'Arctique, afin de respecter les critères de participation définis pour cette superficie. Ces trois puits ont permis de découvrir du pétrole et du gaz naturel. Même si d'autres puits de délimitation seront nécessaires pour déterminer la rentabilité de ces réserves, elles constitueront déjà une nouvelle possibilité de production de pétrole et de gaz naturel dans l'Extrême Arctique.

Le premier de ces trois puits a révélé la présence d'hydrocarbures fut le Skate B-18 à 83 kilomètres nord-est de l'île Loughbea et à 83 kilomètres au nord-est de la découverte de gaz naturel faite à Whitefield en 1979-80. Le Skate B-80 a testé les sables de King Christian, la même où on avait découvert le puits prolifique de Whitefield en 1982.

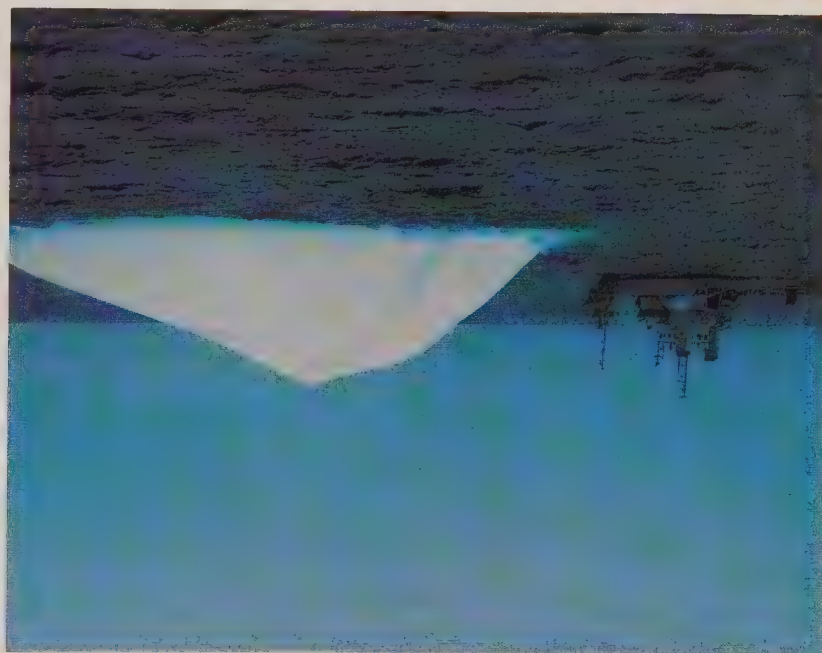
Le Plateau continental du Labrador

À titre d'exploitante du Groupe Labrador, Petro-Canada a fait travailler trois navires de forage au large du Labrador durant l'année et y a découvert des traces de pétrole pour la première fois, confirmant ainsi le potentiel de cette région de la côte Est en matière d'hydrocarbures.

La reprise des travaux de forage au puits I-05 de Petro-Canada et al North Leif, à 178 kilomètres à l'est de Cartwright, a permis de récupérer de petites quantités de pétrole dans une région où l'on a déjà circonscrit d'autres structures prometteuses. La reprise du forage du puits Bjarni O-82, à 160 kilomètres à l'est de Hopedale, a permis d'effectuer des tests confirmant la présence de gaz naturel et de condensat. Le même processus a aussi permis de découvrir du gaz au puits North Bjarni F-06, à huit kilomètres au nord-ouest de Bjarni O-82. La zone de gaz naturel ainsi identifiée est suffisamment importante pour justifier une évaluation plus complète en 1982.



Lorsque les icebergs menacent de nuire à l'exploration sous-marine, ils sont tous vers une nouvelle direction par des ravitailleurs. Cette jeune Inuit fait partie de la nouvelle génération qui assistera au début de l'exploitation des ressources dans les régions reculées.



À la fin de l'année, le Hibernia J-34 avait pénétré une couche importante de sables imprégnés d'hydrocarbures. Le Nautilus C-92 a également révélé des traces d'hydrocarbures.

Fin 1981, trois puits étaient en cours de forage dans la région du Grand Banc: le puits de délimitation Hibernia J-34, à deux kilomètres au sud du Hibernia O-35, et les puits de reconnaissance Nautilus C-92, à sept kilomètres au nord du Hibernia K-18, et West Flying Foam L-23, également situé sur une structure distincte, à 35 kilomètres au nord-ouest du gisement Hibernia.

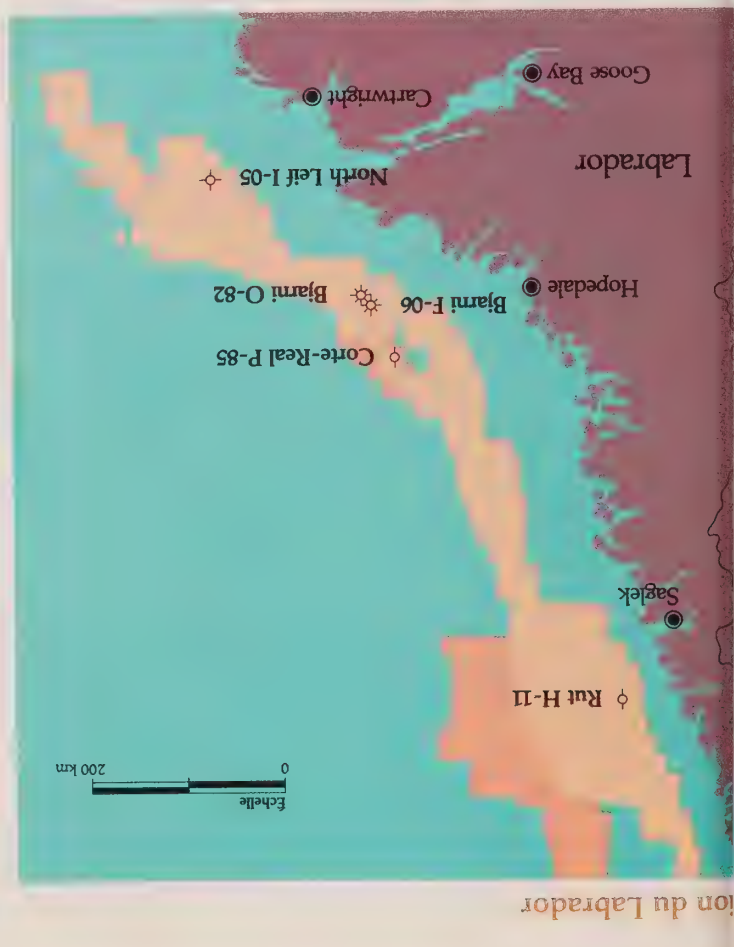
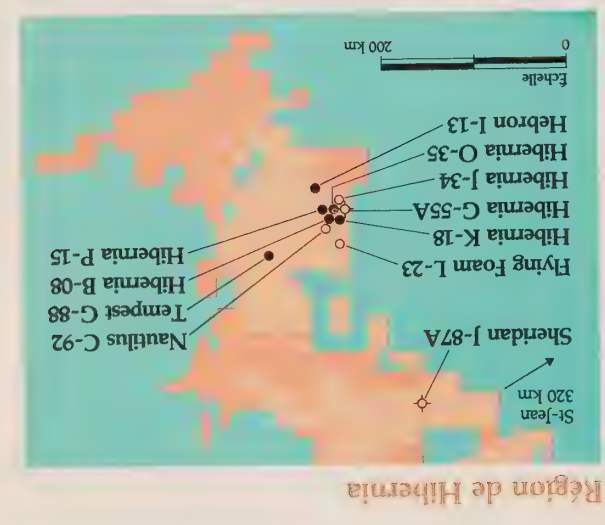
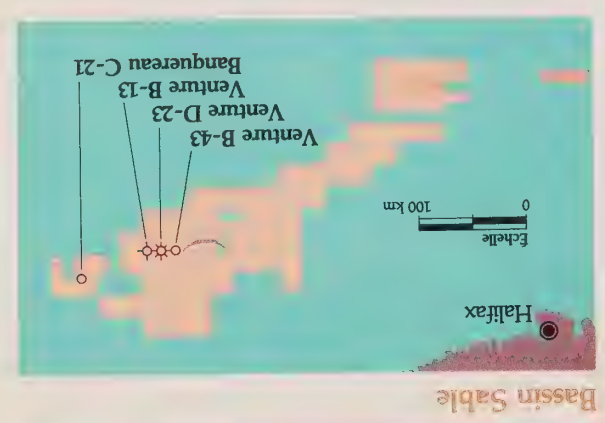
Le Sheridan J-87, foré à 210 kilomètres au nord-ouest des découvertes d'Hibernia, n'a révélé aucune trace d'hydrocarbures et a donc été abandonné à la fin de l'année.

certaines problèmes. D'autres forages seront nécessaires pour déterminer la rentabilité de cette structure et celle de structures connexes.

Le Sheridan J-87, foré à 210 kilomètres au nord-ouest des découvertes d'Hibernia, n'a révélé aucune trace d'hydrocarbures et a donc été abandonné à la fin de l'année.

Fin 1981, trois puits étaient en cours de forage dans la région du Grand Banc: le puits de délimitation Hibernia J-34, à deux kilomètres au sud du Hibernia O-35, et les puits de reconnaissance Nautilus C-92, à sept kilomètres au nord du Hibernia K-18, et West Flying Foam L-23, également situé sur une structure distincte, à 35 kilomètres au nord-ouest du gisement Hibernia.

À la fin de l'année, le Hibernia J-34 avait pénétré une couche importante de sables imprégnés d'hydrocarbures. Le Nautilus C-92 a également révélé des traces d'hydrocarbures.



troisième puits de délimitation, Hibernia 8, a produit du pétrole provenant de puits semblables à ceux du puits P-15. Le 8 n'étant situé qu'à cinq kilomètres au nord du P-15, cela confirme le prolongement vers le nord-ouest de la structure pétrolière d'Hibernia.

Les puits de reconnaissance ont également forés au large du Grand Banc sur des structures distinctes d'Hibernia. Petro-Canada a participé à une découverte de rôle au puits Hebron I-13, à 37 kilomètres au sud-est d'Hibernia, dans la même structure que le Ben Nevis I-45, qui a permis de découvrir du pétrole et du pétrole en 1980.

South Tempest G-88, percé à la fin de 80, a également été foré sur une structure distincte, à environ 80 kilomètres nord-est d'Hibernia. Les tests de ce puits ont été interrompus à cause de

Au large de la côte Est du Canada



L'exploration sous-marine représente des risques élevés et des efforts coûteux qui requièrent du temps, de l'expertise et de la patience.

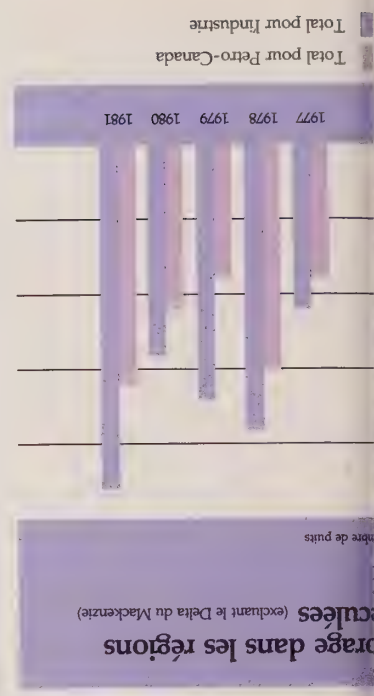
1 kilomètre – 0,62 mille



Plateau continental la Nouvelle-Ecosse

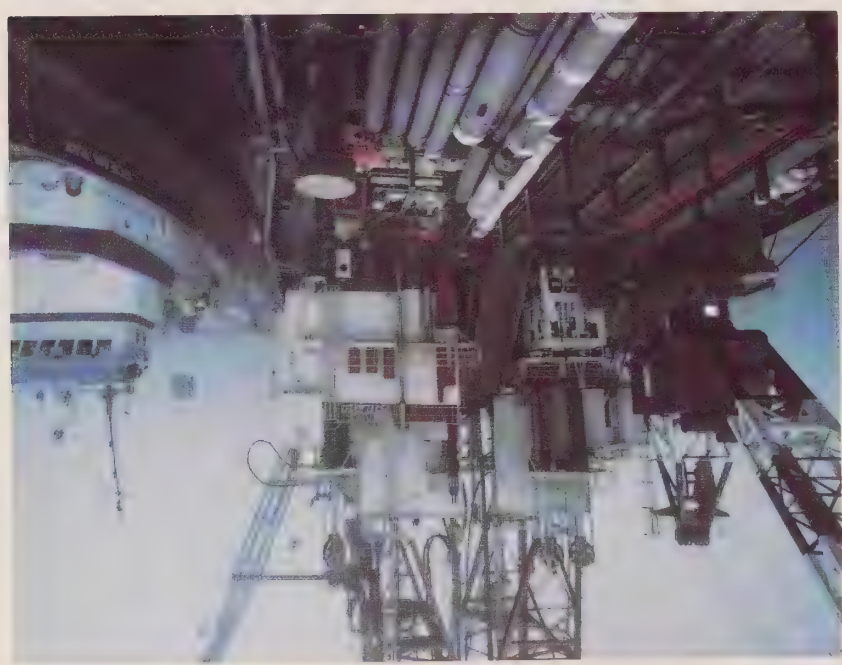
1981, Petro-Canada a pris une initiative importante en matière d'exploration pétrolière, en organisant et en dirigeant le programme Banquereau, constitué de neuf sociétés canadiennes. Petro-Canada, qui détient un intérêt de 40 p. cent dans ce consortium pour aider les sociétés canadiennes, grandes et petites, à exploiter dans les activités de prospection et d'exploitation au large de la côte Est du Canada.

Le programme Banquereau est une plate-forme semi-submersible de production pétrolière dont Petro-Canada détient un contrat de location à long terme, et qui est exploitée par le groupe Banquereau. Le programme Banquereau a permis de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole au large de la Nouvelle-Ecosse. Le programme Banquereau a permis de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole au large de la Nouvelle-Ecosse. Le programme Banquereau a permis de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole au large de la Nouvelle-Ecosse.



Le Grand Banc

Venture B-43 percé sur la même structure à trois kilomètres à l'ouest du D-23, il était en cours de forage à la fin de l'année. Ces puits de délimitation font partie d'un programme soutenu de forage destiné à établir la viabilité économique des réserves de la région de l'île de Sable.



Six puits ont été achevés dans la région du Grand Banc au cours de 1981 et trois autres étaient en cours de forage à la fin de l'année. La Société détenait un intérêt de 25 p. cent dans tous les travaux de forage effectués sur le Grand Banc en 1981. Les tests du puits de délimitation Hibernia B-08 se sont terminés au début de l'année. Ce puits, qui constituait la première découverte de gaz libre dans la structure d'Hibernia, s'est également avéré le puits de pétrole le plus productif du Grand Banc jusqu'à présent, ce qui contribue sûrement à établir la rentabilité de ce gisement global.

Le puits Hibernia G-55A, situé à huit kilomètres au nord-ouest du gisement découvert en 1979 à Hibernia P-15, s'est révélé stérile et a donc été bouché puis abandonné.

L'exploration dans les régions reculées



Les navires de forage à positionnement dynamique qui sont utilisés au large de la côte du Labrador durant l'été sont appuyés par des ravitailleurs et des hélicoptères. Durant la saison de 1981, Petro-Canada a fait travailler trois de ces navires de forage.



Petro-Canada a joué un rôle très dynamique en 1981 dans l'exploration des régions reculées du Canada, à titre de société participante et exploitante. Petro-Canada a maintenu le record qu'elle avait établi dans le passé de participer à la plupart des forages exploratoires entrepris dans les régions marines du Canada et dans les îles de l'Arctique. En 1981, la Société a participé à 16 des 23 forages de cette nature entrepris par l'industrie, dont les 10 entrepris sur la côte Est du Canada.

L'année 1981 a également été marquée le début des travaux de construction d'une plate-forme de forage semi-submersible positionnement dynamique, de classe mondiale, dont Petro-Canada est propriétaire à 50 p. cent. Cette plate-forme, qui doit lui être livrée au début de 1983, constituera un élément important de son programme d'exploration au large de la côte Est.



il existe des réserves de pétrole et de quantités intéressantes et à des endroits dans ces régions. Nous en découvrons un peut qualifié de prometteurs du point de vue commercial. Nous croyons que l'importance et les caractéristiques des réserves d'hydrocarbures découvertes dans le Grand Banc et sur le Plateau continental de la Nouvelle-Écosse paraissent satisfaisamment bien établies pour qu'on se les juge aptes à être commercialisées. Selon nous, cela s'est fait beaucoup plus tôt que si l'Alberta n'avait pas joué un rôle dynamique dans les régions recueillies dans les cinq dernières années. Les réserves assumées au cours des années 70 seront fructueuses pour tous les Canadiens dans les décennies futures.

l'Alberta a également consacré une plus importante de son budget à des activités d'exploitation des sables minéraux et des pétroles lourds. La société est ainsi intervenue, à titre d'exploitation de l'usine Syncrude et la participation des projets Al sands et l'Alberta. De même, ses activités passées et présentes dans le domaine des pétroles lourds, sur le plan de la recherche, de l'exploration et de la valorisation, dans le cadre de les rendre commercialisables, confirment que leur exploitation demeure une de ses priorités.

objectifs nationaux qui lui ont été attribués par le Parlement. En 1982, environ 70 p. cent de son budget d'investissement seront financés à même ses propres fonds et par le paiement des encouragements pétroliers. Cela signifie que les profits que tire la Société de ses diverses activités, c'est-à-dire aussi bien de la vente d'essence que de la production de pétrole et de gaz naturel, sont réinvestis dans les secteurs qu'elle juge prioritaires, telle l'exploration dans les régions recueillies. Nous pensons qu'il est essentiel que Petro-Canada continue ainsi à réinvestir ses ressources financières propres, car cela lui a permis, au cours des cinq dernières années, de constituer une nouvelle source de capitaux pour le financement d'activités nécessaires à la résolution des problèmes énergétiques canadiens.

En terminant, j'aimerais rendre hommage à tous les employés de la Société, c'est-à-dire aussi bien aux 1 500 nouveaux qui viennent de se joindre à nous qu'aux « anciens » qui travaillent pour Petro-Canada depuis cinq ans.

Ils représentent tous pour la Société un capital précieux sur le plan professionnel et ils ont fait preuve d'un dévouement et d'une compréhension remarquables face aux nombreux changements qu'a connus la Société, du fait de sa croissance extraordinaire pendant les six dernières années.

Le président du Conseil d'administration et directeur général,



W. H. Hopper

Programme énergétique national est ré en vigueur en octobre 1980. Certains de ses éléments ont été adoptés par le Parlement dans le cadre du bill C-48 et autres feront partie du programme relatif de 1982. Petro-Canada en appuie principes fondamentaux et s'est efforcée de collaborer à la réalisation de ses objectifs, tout en utilisant les incitations qu'il offre, pour être encore mieux à même d'agir dans cette voie.

l'Alberta a également de mentionner que Petro-Canada consacre une part importante de ses fonds propres à la réalisation des

le 31 mars 1982

Message du président du Conseil d'administration et directeur général

Au nom du Conseil d'administration de Petro-Canada, j'ai le plaisir de présenter le rapport annuel de la Société pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1981.

L'événement marquant de cette année est l'acquisition, au début de 1981, de tout l'actif de Petrofina Canada Inc., au prix de \$1,61 milliard, suite à un accord signé avec Petrofina S.A., dont le siège social se trouve à Bruxelles, en Belgique. Cette transaction a permis à Petro-Canada

d'augmenter non seulement sa production de pétrole et de gaz, mais aussi ses réserves de pétrole et de gaz. De plus, la Société a obtenu un intérêt supplémentaire de 5 p. cent dans le groupe Syncrude et de 8 p. cent dans le groupe Alsands. Petro-Canada a également acquis une grande raffinerie à l'Est du Canada et elle possède maintenant le seul réseau national canadien de commercialisation qui existe.

Un autre aspect marquant de l'année 1981 pour Petro-Canada a été son activité dans le domaine de l'exploration. La Société, qui avait reçu comme mandat depuis sa création d'explorer les régions reculées du pays, l'a fait à un rythme et à un niveau de records puisqu'elle y a consacré plus de 1 p. cent de son budget d'investissement. Depuis 1976, la Société a participé aux travaux de forage des deux-tiers des puits forés sur la côte Est et dans l'Extrême-Arctique. Elle assure également depuis deux ans la direction du Groupe Labrador qui a entrepris un important programme d'exploration et elle détient de vastes concessions au large de la côte Est.

Les risques que Petro-Canada a ainsi assumés lui ont déjà permis de trouver la réponse à certaines des questions qui lui avaient été posées quant à l'existence de réserves commercialisables de pétrole et de gaz dans les régions reculées du Canada.

Compte (Finances et Exploitation) Les cinq dernières années

	1981	1980	1979	1978	1977
Revenu	\$ 2 286 759	\$ 1 035 154	\$ 766 295	\$ 205 095	\$ 92 693
Dépenses	429 018	319 150	253 022	76 495	30 413
Déduire: Provision pour impôts	225 174	155 464	121 968	42 109	20 898
sur le revenu	—	—	5 049	7 010	—
Participation minoritaire	—	—	—	—	—
Bénéfice net avant dividendes	203 844	163 686	126 005	27 376	9 515
sur les actions privilégiées	—	—	—	—	—
d'une filiale	—	—	—	—	—
Dividendes sur les actions	138 971	107 937	95 846	13 636	—
priviliégées d'une filiale	—	—	—	—	—
Bénéfice net après les	—	—	—	—	—
dividendes sur les actions	—	—	—	—	—
priviliégées d'une filiale	—	—	—	—	—
Fonds de roulement	\$ 526 970	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168	\$ 55 884
provenant de l'exploitation	709 881	439 533	367 652	247 304	188 705
Dépenses en immobilisations	825 500	—	749 528	746 861	—
Acquisition de filiales	6 612 533	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696
Actif total	284 177	135 205	186 063	82 824	(733)
Fonds de roulement (insuffisance)	697 406	283 075	329 506	337 116	214 000
Dettes à long terme (note 3)	566 829	—	—	—	—
Emprunt à terme rotatif	787 450	—	—	279 790	—
Participation minoritaire	1 464 375	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—
par une filiale	461 767	—	—	802 691	551 148
Billets convertibles	1 640 444	1 114 599	978 850	—	—
Avoir de l'actionnaire	—	—	—	—	—
Production domestique des	—	—	—	—	—
puits de pétrole et de gaz	—	—	—	—	—
Pétrole brut et dérivés	—	—	—	—	—
liquides du gaz naturel	11,3	9,9	11,1	10,9	4,4
(milliards de m ³)	—	—	—	—	—
Gaz naturel (milliards de m ³)	10,7	9,3	11,5	10,7	2,5
Pétrole brut synthétique	2,1	1,5	1,2	—	—
(milliards de m ³)	—	—	—	—	—
Pétrole brut étranger	0,2	0,2	—	—	—
(milliards de m ³)	—	—	—	—	—
Intérieur (note 4)	—	—	—	—	—
Pétrole brut et dérivés liquides	53,8	48,7	50,4	50,5	24,1
du gaz naturel (milliards de m ³)	137,3	115,4	107,8	118,7	23,1
Etranger	—	—	—	—	—
Pétrole brut et dérivés liquides	0,9	1,0	1,0	1,0	—
du gaz naturel (milliards de m ³)	0,4	0,5	—	—	—
Gaz naturel (milliards de m ³)	4,0	1,4	1,3	0,2	—
Essence et distillat	1,2	1,2	1,2	0,2	—
Dérivés du gaz naturel	1 504	407	420	426	—
Points de distribution	5 801	2 823	2 246	2 038	649
Nombre au 31 décembre	—	—	—	—	—

1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.
2. Les résultats financiers et de l'exploitation sont inclus depuis le 11 novembre 1978 pour Pacific Petroleum Ltd. et depuis le 12 mai 1981 pour l'exploitation de l'ancienne Petrofina Canada Inc.
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.
4. Les chiffres donnés pour les réserves prouvées n'incluent pas les réserves de brut synthétique provenant de l'intérêt de la Société dans le Projet Synchrude.

Conseil d'administration

- *†Wilbert H. Hopper
Président du Conseil
d'administration et directeur général
Petro-Canada
Calgary, Alberta
- †J.-Claude Hébert
Vice-président du Conseil
d'administration
Petro-Canada
Conseiller en affaires
Montréal, Québec
- †Andrew Janisch
Président et directeur général
Opérations
Petro-Canada
Calgary, Alberta
- †James T. Black
Président et directeur général
Les Sociétés Molson Ltée
Rexdale, Ontario
- Richard J. Cashin
Président
Newfoundland Fishermen, Food
and Allied Workers Union
Saint-Jean, Terre-Neuve
- Ione J. Christensen
Présidente
Hospitality North Ltd.
Whitehorse, Yukon
- †Marshall A. Cohen
Sous-ministre
Ministère de l'Énergie,
des Mines et des Ressources
Ottawa, Ontario
- *†Jerahmiel S. Grafstein
Associé
Minden, Gros, Grafstein
and Greenstein
Toronto, Ontario
- Gordon H. Lennard
Président
G. H. Lennard Corporation Ltd.
Calgary, Alberta
- †H. Harrison McCain
Président du Conseil d'administration
McCain Foods Limited
Florenceville, Nouveau-Brunswick
- *†David McD. Mann
Associé
Cox, Downie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nouvelle-Écosse
- J.-Robert Ouimet
Président et directeur général
Groupe Ouimet-Cordon Bleu
Montréal, Québec
- *†Thomas K. Shoyama
Professeur invité
École d'administration publique
Université de Victoria
Victoria, Colombie-Britannique
- Ian A. Stewart
Sous-ministre
Ministère des Finances
Ottawa, Ontario
- Paul M. Teller
Sous-ministre
Ministère des Affaires indiennes
et du Nord
Ottawa, Ontario
- *Membre du Comité de vérification
†Membre du Comité exécutif

Cadres supérieurs

Wilbert H. Hopper
Président du Conseil d'administration
et directeur général

Andrew Janisch
Président et directeur général

Opérations

Joel I. Bell

Vice-président principal

David P. O'Brien

Premier vice-président
et conseil général

Sam Stewart

Premier vice-président

Robert A. Meneley

Vice-président de groupe

Activités marines et internationales

James M. Stanford

Vice-président de groupe

Canada continental

V. Glenn Sundstrom

Vice-président de groupe

Marketing et Fabrication

Douglas B. Bowie

Vice-président

Affaires sociales

et environnementales

A. Rae Campbell

Vice-président

Planification

Kenneth G. Donald

Vice-président

Charbon

Fred B. Grant

Vice-président et trésorier

Cadres supérieurs des Divisions

David T. McKay
Vice-président
Systèmes et Services d'information

William Morrow

Vice-président et contrôleur

James Scurt

Vice-président

Ressources humaines

Peter M. Towe

Vice-président

Président du Conseil de la

Société Petro-Canada pour

l'assistance internationale

Robert S. Vincent

Vice-président

Mise au point, Marketing

Muriel Rhynes

Secrétaire adjointe

Division Activités marines et
internationales:

Robert A. Meneley, président

Ronald J. Bell, vice-président, Forage

Fred G. Rayer, vice-président, Exploration

Division Canada continental:

James M. Stanford, président

Ian G. Bryden, vice-président,

Production

Peter F. Cotsworth, vice-président,

Pétrole lourd

William B. Thompson, vice-président,

Exploration

Division Les Produits

Petro-Canada Ltée

V. Glenn Sundstrom, président

Thomas H. Alliman, vice-président et

trésorier

Gordon A. Craig, vice-président et

contrôleur

John A. Dodd, vice-président,

Fabrication

Stephen D. Lathrop, vice-président,

Exploitation, Ouest du Canada

Alex W. McLeod, vice-président,

chef du contenu et secrétaire

Nicholas H. Van Son, vice-président,

Approvisionnement et Logistique

Division Projets spéciaux

Thomas F. Scott, vice-président,

Projet Canstar

George W. Sinclair, vice-président,

Projet pilote de l'Arctique

La Société

Petro-Canada est une société

pétrolière complètement intégrée

qui appartient en totalité au

Gouvernement du Canada. Créé

par une loi du Parlement en 1976,

commencé ses activités en 1976

Depuis cette date, elle a acquis

trois sociétés importantes et se

lancée avec résolution dans un

programme d'expansion dans les

secteurs de l'industrie, ce qui

lui a permis de devenir l'une des

grandes sociétés intégrées de

cette industrie avec un actif de

milliards. Ses 5 800 employés

sont répartis dans toutes les

régions du pays et son siège

social est à Calgary, en Alberta.

Siège social

Boîte postale 2844

Calgary, Alberta

T2P 3E3

Téléphone: (403) 232-8000

Télex: 03825753



Rapport
annuel 1981



CAI
PET
- A56



1982 Annual Report



Board of Directors

Wilbert (Bill) H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

J. Claude Hébert
Deputy Chairman of the Board of
Petro-Canada
Business Consultant
Montreal, Quebec

Edward M. Lakusta
President and
Chief Operating Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

James T. Black
President and
Chief Executive Officer
The Molson Companies Ltd.
Rexdale, Ontario

Richard J. Cashin
President
Newfoundland Fisherman, Food
and Allied Workers Union
St. John's, Newfoundland

Ione J. Christensen
President
Hospitality North Ltd.
Whitehorse, Yukon

Marshall A. Cohen
Deputy Minister
Finance
Ottawa, Ontario

Jerahmiel S. Grafstein
Partner
Minden, Gross, Grafstein and
Greenstein
Toronto, Ontario

H. Harrison McCain
Chairman of the Board
McCain Foods Limited
Florenceville, New Brunswick

David McD. Mann
Partner
Cox, Dowie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nova Scotia

J. Robert Ouimet
President and Chief Executive Officer
The Ouimet Cordon Bleu Group
Montreal, Quebec

Thomas K. Shoyama
Visiting Professor
School of Public Administration
University of Victoria
Victoria, British Columbia

Ian A. Stewart
Senior Adviser
Ministry of State for
Economic and Regional Development
Government of Canada
Ottawa, Ontario

Paul M. Tellier
Deputy Minister
Energy Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Senior Officers

Wilbert (Bill) H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

Edward M. Lakusta
President and
Chief Operating Officer

David P. O'Brien
Senior Vice-President
Finance and Planning

James M. Stanford
President
Petro-Canada Resources

William A. West
President
Petro-Canada Products

Corporate Profile

Petro-Canada is an integrated energy corporation totally owned by the Government of Canada. Established by Act of Parliament in 1975 as a Schedule D Crown Corporation, Petro-Canada began operations in 1976. Since that time three major acquisitions and aggressive programs in all sectors of the industry have contributed to the evolution of the Corporation as a major integrated company with an asset base of \$7 billion.

Petro-Canada's 6 200 employees are located from coast to coast. The Corporation's head office is in Calgary, Alberta.

Head Office

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta T2P 3E3
Telephone: (403) 296-8000
Telex: 03825753

Canertech

A venture capital subsidiary of Petro-Canada dedicated to development of conservation technology and alternate sources of renewable energy, Canertech completed its second year of operation. Canertech is expected to be reorganized in 1983 as an autonomous Crown Corporation.

Petro-Canada International Assistance Corporation

Petro-Canada International Assistance Corporation (PCIAC) is a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada which assists oil importing developing countries to find and develop their own domestic oil and gas to reduce dependency on imports. The ability to use Canadian goods and services is an important factor in project selection.

Since PCIAC is financed by Canadian government aid funds, the activities of PCIAC have no impact on the earnings of Petro-Canada.

During 1982, PCIAC executed agreements for projects which are under way in Tanzania, Jamaica, Senegal and Barbados.



Five Year Financial and Operating Summary

	1982 (Note 2)	1981 (Note 2)	1980	1979	1978 (Note 2)
Summary of earnings					
Revenue	\$3 378 617	\$2 715 777	\$1 035 154	\$ 766 295	\$ 205 095
Expenses	3 071 494	2 286 759	716 004	513 273	128 600
	307 123	429 018	319 150	253 022	76 495
Add (deduct):					
Provision for income taxes	(188 298)	(225 174)	(155 464)	(121 968)	(42 109)
Gain on sale of subsidiary	7 082	—	—	—	—
Minority interest	4 735	—	—	(5 049)	(7 010)
Net earnings before preferred share dividends of subsidiary	130 642	203 844	163 686	126 005	27 376
Preferred share dividends of subsidiary	120 082	138 971	107 937	95 846	13 636
Net earnings after preferred share dividends of subsidiary	\$ 10 560	\$ 64 873	\$ 55 749	\$ 30 159	\$ 13 740
Financial					
Working capital provided from operations	\$ 500 271	\$ 526 970	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168
Capital expenditures	1 046 561	679 420	430 488	367 652	230 558
Petroleum Incentives Program grants	299 892	138 764	—	—	—
Acquisition of subsidiary companies	7 213	868 068	9 045	749 528	763 607
Total assets	7 552 115	6 612 533	3 766 766	3 411 321	3 348 913
Working capital	793 562	685 299	135 205	186 063	82 824
Long-term debt (Note 3)	330 686	1 312 773	283 075	329 506	337 116
Minority interest in subsidiaries	566 945	787 450	—	—	279 790
Preferred shares issued by a subsidiary	1 464 375	1 464 375	1 464 375	1 464 375	1 464 375
Shareholder's equity	3 341 848	1 640 444	1 114 599	978 850	802 691
Production					
Domestic production from oil and gas wells					
— Crude oil and natural gas liquids (thousands of m ³)	10.8	11.3	9.9	11.1	10.9
— Natural gas (millions of m ³)	10.6	10.7	9.3	11.5	10.7
Synthetic crude oil (thousands of m ³)	2.3	2.1	1.5	1.2	—
Foreign crude oil (thousands of m ³)	0.2	0.2	0.2	—	—
Reserves					
Domestic (Note 4)					
— Crude oil (millions of m ³)	47.1	47.0	42.3	44.8	45.7
— Natural gas liquids (millions of m ³)	7.7	8.2	6.4	5.6	4.8
— Natural gas (billions of m ³)	135.8	138.3	115.4	107.8	118.7
Foreign					
— Crude oil (millions of m ³)	0.9	1.1	1.0	1.0	1.0
— Natural gas (billions of m ³)	—	0.5	0.5	—	—
Marketing					
Sales volumes (millions of m ³)					
— Gasoline and distillates	4.6	4.0	1.4	1.3	0.2
— Liquefied petroleum gases	1.3	1.2	1.2	1.2	0.2
Marketing outlets	1 605	1 504	407	420	426
Employees					
Number at December 31	6 166	5 801	2 823	2 246	2 038

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial and operating results are included from November 11, 1978, for the former Pacific Petroleum Ltd., from May 12, 1981, for the former Petrofina Canada Inc. operations, and from May 1, 1982, for the operations of Panarctic Oils Ltd.
3. Long-term debt includes current maturities.
4. The proven reserves figures do not include synthetic crude oil reserves resulting from the Corporation's interest in the Syncrude Project.

Message from the Chairman of the Board

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present the Petro-Canada Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1982.

The year has been a difficult one for Petro-Canada as it has for the rest of the Canadian oil and gas industry. Worldwide demand for energy is down, due to the economic recession and the commendable actions of businesses and individuals in conserving energy and improving the efficiency of its use. The effect of this decline in demand, however, has caused concern for producers of energy and their host governments because of lower revenues due to reduced levels of production and lower prices.

This worldwide situation has had its effects on Canada. The downturn in energy demand has put severe pressure on the downstream operations of all the companies. As well, there have been significant shut-in volumes of crude oil and natural gas in the upstream business. The uncertainty over the future price trends of energy has caused the shelving of several of Canada's high-cost, high-risk energy development

projects. Finally, the forecasts for energy prices, and the fiscal and tax framework that was established in 1981 based on those forecasts have not been proven appropriate by subsequent events. This has put severe pressure on the profit expectations of the oil industry.

We still believe, however, that opportunities exist in today's environment. The search for new energy sources to ensure security of domestic supply is still the fundamental priority for Petro-Canada. We have continued an aggressive Western Canada exploration program, particularly in oil prone areas. Petro-Canada was the third most active operator in Western Canada in terms of number of wells drilled. We have also continued as the most active explorer in the frontier regions of Canada in the search for new commercial sources of oil and gas. In 1982, full 35 per cent of our capital expenditures was dedicated to frontier exploration programs. We believe that development of Sable Island gas will likely be the first new source of frontier energy. We have also pursued these projects in such a way as to maximize business opportunities for Canadian business and employment for Canadians.

e Corporation has responded
these difficult economic times
instituting a major cost-cutting
program. In April, a total hiring
freeze was instituted, budgets for
several projects were curtailed in
light of new conditions, work
loads for employees were
increased, and a major
cost-reduction program was
implemented. As well, the
Corporation has undertaken a
major reorganization of its
internal management structure to
align with the current business
environment.

late October, Petro-Canada
had discussions with BP
Canada Inc., which culminated in
an agreement whereby BP would
agree to restructure its assets into
upstream and downstream
operations. Upon the completion of
the restructuring, Petro-Canada
made an offer to purchase 100 per
cent of the downstream assets.
This purchase will further increase
Petro-Canada's market share in
Quebec and Ontario, and increase
national-wide market share to
over 50 per cent. The response by the
Canadian public to our presence
in the marketplace, during 1982,
has been most gratifying and
gives us good reason to be
optimistic about this purchase.

There have been several changes
to the Board of Directors and
senior staff in 1982. Andrew
Schuch, President and Chief
Operating Officer of the
Corporation, and a member of
the Board since 1979, resigned in
April, 1982. His contribution to
the Corporation's development is
highly appreciated.

Joel Bell, Executive Vice-President,
resigned from Petro-Canada in
November, 1982, to become
President of a new federal Crown
Corporation. Mr. Bell was with
Petro-Canada from its inception
in 1976, in positions of increasing
responsibility. His contribution to
Petro-Canada's growth in those
seven years is immeasurable.

Our staff at year-end numbered
6200 employees. In the past year,
our employees have shown a
dedication to the Corporation in
helping it go through the process
of adjusting to the new economic
realities. Our staff forms the
bedrock on which the future of
Petro-Canada is based.



Bill Hopper
Chairman and Chief Executive
Officer

March 31, 1983

Petro-Canada Resources

Petro-Canada's activities in the frontier were highlighted by the operation of five rigs on Canada's east coast and by participation in all but one well drilled in that area during the year. The Vinland shown here, was one semi-submersible drilling rig contracted by the Corporation for work off Sable Island.



Frontier Exploration

hydrocarbon exploration in Canada's frontier basins is a major strategic direction for Petro-Canada, one which involves significant long-term, high-risk investments before payback can be realized. In 1982, the Corporation is a major participant in exploration programs conducted in Canada's frontier regions, particularly Canada's east coast shore areas. Petro-Canada participated in 27 of 39 wells drilled in the frontier regions, including 17 of the 18 wells drilled in the east coast offshore during the year.

In total, frontier exploration and equipment expenditures accounted for 35 per cent of the Corporation's total capital expenditures for 1982.

Scotian Shelf

Petro-Canada operated two semi-submersible drilling rigs on the Scotian Shelf during 1982, in two separate all-Canadian exploration programs. In addition, the Corporation was a major participant in the Venture Program on Sable Island.

The Banquereau Group, operated by Petro-Canada, made an encouraging discovery of natural gas and condensate in Banquereau C-21, 395 kilometres northeast of Halifax. The well, drilled to a total depth of 4991 metres, tested gas at a maximum rate of 662 700 cubic metres per day from the interval 3585 to 3596 metres.

The second well on this block, North Banquereau I-13, which evaluated a separate structure to a total depth of 5188 metres, was abandoned in late December.

The second Petro-Canada-operated program, Erie-Northeast Sable, began in late summer with the spudding of West Esperanto B-78, a 6300-metre wildcat, located 410 kilometres east of Halifax. This program involves a partnership of three Canadian companies with interest in 1.7 million hectares of offshore lands north of Sable Island. The West Esperanto well is the first of a possible multi-well three-year program. At year-end, drilling at West Esperanto B-78 was temporarily suspended at 4408 metres pending alterations to the drilling equipment.

Petro-Canada was a 30 per cent partner in four other wells on the Scotian Shelf during the year. As a partner in the East Sable-Venture Program, the Corporation has paid 75 per cent of the costs of three wells over four years to earn this 30 per cent interest in the lands. The Venture B-43 delineation well, 10 kilometres east of Sable Island, completed Petro-Canada's earning commitments and tested gas at a maximum rate up to 509 770 cubic metres a day. The well is the second successful delineation well following the 1979 gas discovery at Venture D-23. Petro-Canada also earned a 30 per cent interest in West Sable lands by participating in four wells over a three and a half-year period.



(Top) Supply vessels maintain continuous contact with offshore drilling rigs

(Bottom) Workman reattaches air tugger used for moving heavy objects around drill floor.

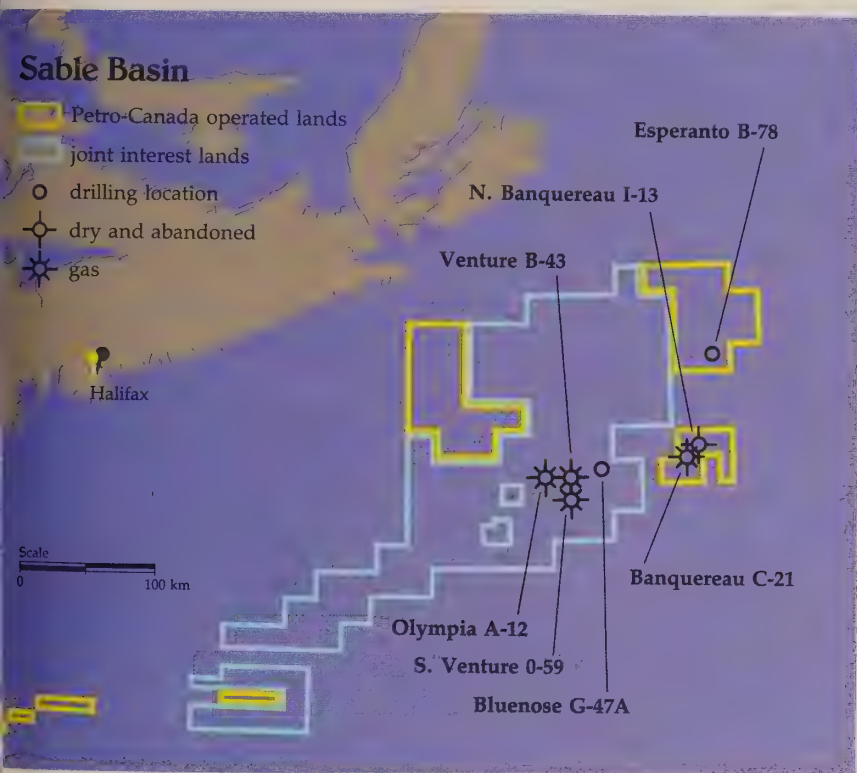
Two other successful exploratory wells were tested at year-end: South Venture 0-59, which reached a total depth of 6175 metres, and Olympia A-12, which reached a total depth of 6064 metres. At year-end, South Venture tested natural gas at a maximum flow rate of 515 369 cubic metres a day. Olympia A-12 flowed natural gas at rates up to 495 610 cubic metres a day. Significant volumes of condensate accompanied the gas flows in the tests conducted in both of these discovery wells.

Petro-Canada will be a partner in two new major exploration programs which were planned for the Scotian Shelf late in 1982. Petro-Canada has a 45 per cent working interest in one of these programs that includes the drilling of up to nine wells over a three to four year period. The first of these wells, Glenelg J-48, was expected to be spudded early in 1983.

The second new program, also on the Sable Island block, will involve the drilling of four wells. The Corporation is a 30 per cent partner in this 18-month agreement, expected to cost a total of \$200 million (gross). Late in December, a new exploratory wildcat, Bluenose G47-A, the first well in this new program, was spudded 30 kilometres northeast of Sable Island. Projected total depth is 5800 metres.

In order to manage its increased exploration activities in the Nova Scotia offshore, the Corporation established a Maritime District Office in Halifax late in the year.





The dynamically positioned semi-submersible drilling rig, Sedco 710, a 50 per cent Petro-Canada joint venture, was nearing completion at year-end and is expected to arrive on the east coast of Canada in mid-1983. The rig is under long-term contract to the Corporation and will be dedicated to programs on the east coast.

Grand Banks

The Corporation continued its 25 per cent participation in Grand Banks wells, which included delineation drilling on the Hibernia structure and exploratory drilling of surrounding structures within the Hibernia-Avalon basin.

Four wells were drilled on the Grand Banks in 1982: West Flying Foam L-23, located 35 kilometres north of the Hibernia discovery; Nautilus C-92, 12 kilometres northeast of Hibernia on a separate structure; and Linnet E-63, 220 kilometres northwest of the Hibernia field. The tragic loss of the Ocean Ranger and crew of 84 in February terminated operations at Hibernia J-34, a delineation test which had penetrated the oil-saturated Avalon zone, 5 kilometres southwest of the Hibernia P-15 discovery.

West Flying Foam L-23, spudded late in 1981, reached a total depth of 4554 metres and was dry and abandoned. Nautilus C-92 was drilled to a depth of 5117 metres, and tested oil at 418 cubic metres a day and natural gas at 67 063 cubic metres a day from an



(Top) Iceberg surveillance is essential to safe operations off the Labrador coast

(Bottom) Modifications are made to the stabilizing pad for a new blowout preventer aboard the *Vinland*

11-metre interval. Linnet E-63 was abandoned after drilling to 4520 metres without encountering hydrocarbons.

At year-end, two additional wildcat wells and one delineation well were drilling on the Grand Banks: North Dana I-43, a projected 5334 metre test, 105 kilometres northeast of Hibernia; Bonanza M-71, located 100 kilometres northeast of Hibernia, a proposed 5791 metre test; and Hibernia I-46, a 3962 metre delineation well.

In a related activity, Petro-Canada christened its first anchor-handling supply vessel, *Mortier*, at Marystown, Newfoundland, in November. A second supply vessel will be completed in 1983. The two vessels, which will cost \$39 million in total, are expected to be sold to Canadian operators and will be leased back to provide offshore support services to Petro-Canada's drilling operations.

Early in the year Petro-Canada reached an agreement to construct the first ice-reinforced, diesel electric powered seismic vessel built in Canada. The ship has been designed in Canada for geophysical operations in the Canadian offshore.

Labrador

Petro-Canada has been operator for the seven-company Labrador Group since 1980. In 1982, the group employed three drillships on the Labrador Shelf.

Two previously spudded wells were re-entered in 1982: Rut H-11, 65 kilometres northeast of Saglek, and Corte-Real P-85, 145 kilometres northeast of Hopedale.

A third well, Pothurst P-19, 130 kilometres east of Saglek, was also spudded. These tests represent a significant departure from the targets of previous exploration programs, as they are deliberately focused on the oil potential of younger rocks.

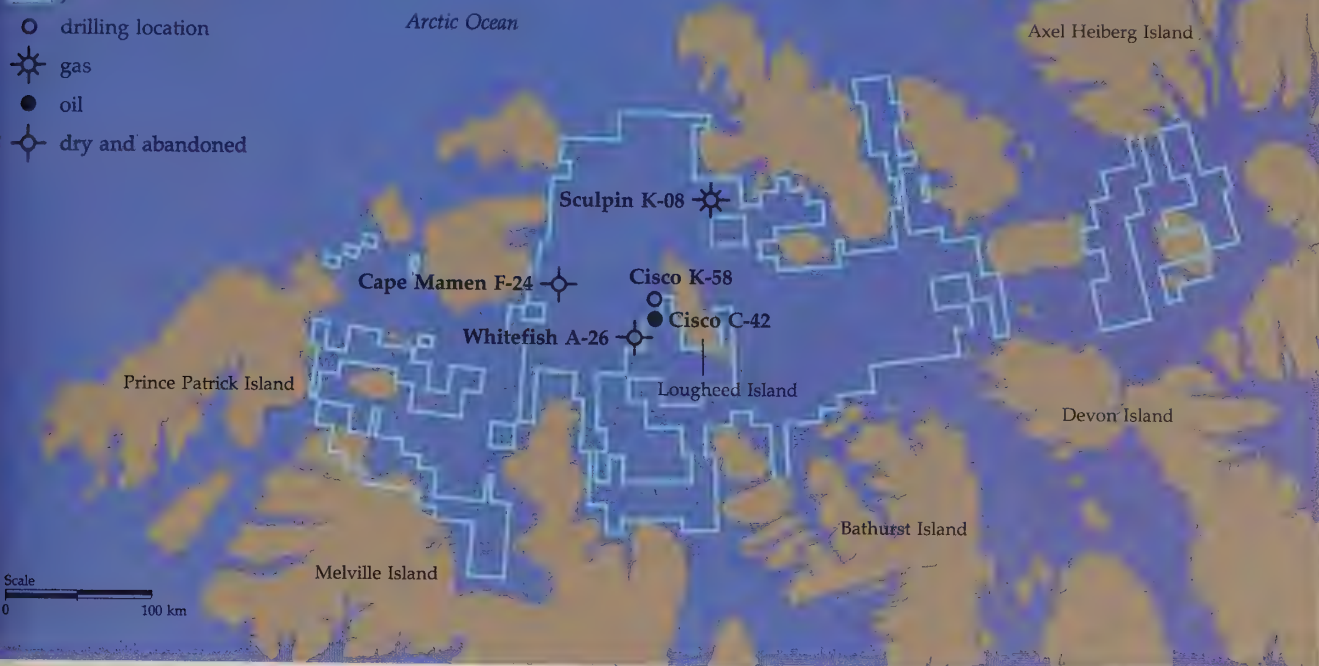
Rut H-11 was drilled to 4093 metres and was suspended for re-entry in 1983. Corte-Real P-85 was drilled to 3946 metres and was also suspended for re-entry in 1983. The wildcat, Pothurst P-19, reached a depth of 3843 metres and will be re-entered and evaluated in 1983. The Labrador Group also conducted a 2500-kilometre seismic program and continued the ongoing environmental studies.

New terms for the Labrador Group lands were negotiated with the Canadian Oil and Gas Land Administration during the year. The Group now holds 10 exploration agreements, each of which has a five-year term which began in 1982. Each of the agreements requires one well to be drilled. The Group holds 9 million hectares of federal land the majority of which are covered by coincident Newfoundland permits.

The Corporation was also a participant in Raleigh N-18, a wildcat drilled in 1982 in the Davis Strait southeast of Baffin Island. The well, which was drilled to a total depth of 3858 metres, encountered a water-bearing objective reservoir and was abandoned.

Arctic Islands

- joint interest lands
- drilling location
- gas
- oil
- dry and abandoned



Arctic

Panarctic Oils Ltd.

Panarctic Oils Ltd. was increased more than 53 per cent during 1982. This resulted from an under subscription by other shareholders financing requirements of Panarctic. Because of the Corporation's increased ownership, Panarctic is now treated, for accounting purposes, on a fully consolidated basis.

In the year, Panarctic Oils Ltd. signed 20 five-year exploration agreements with the Canadian Oil and Gas Lands Administration (COGLA) to drill offshore wells and eight onshore wells in the Arctic.

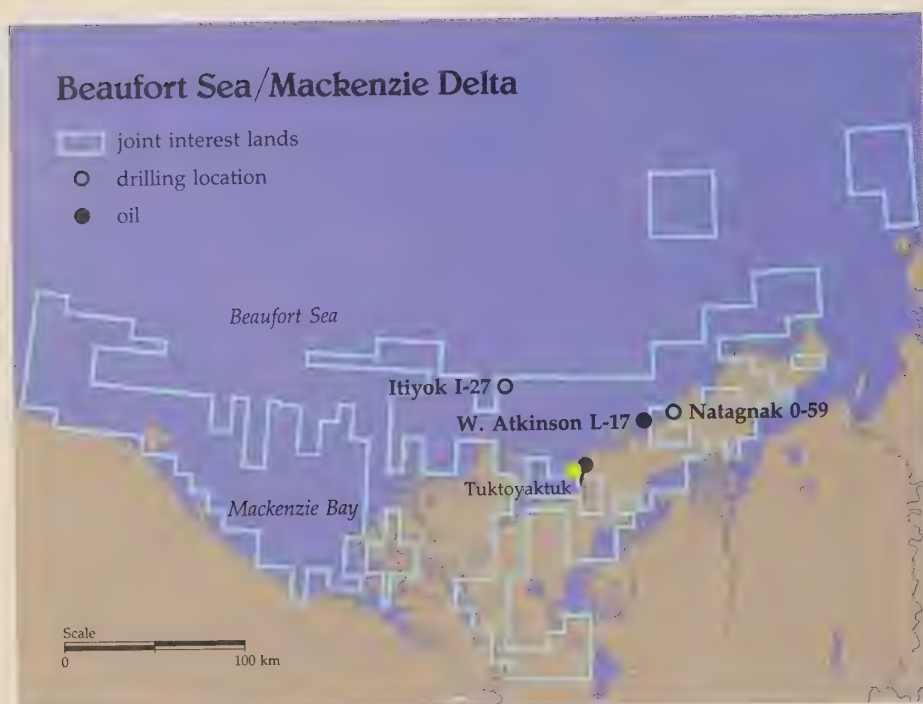
Petro-Canada expects to participate directly in at least 15 of these offshore wells. The exploration agreements could result in the expenditure of \$500 million (gross) over the five-year period.

During the year, Petro-Canada participated in two discoveries in the western Sverdrup Basin of the Arctic. The first, Cisco C-42, flowed oil at rates up to 150 cubic metres a day. Cisco C-42 is the second well drilled on the large structure located 17 kilometres west of Loughheed Island. This test confirmed the extension of the Awingak oil reservoir from the previous year's oil and gas discovery at Cisco B-66.

The second Arctic discovery was the Sculpin K-08 well which yielded gas at rates up to 213 000 cubic metres a day. Located 18 kilometres offshore, south of the Noice Peninsula of Ellef Ringnes Island, the well was the most northerly offshore well in which Petro-Canada has participated. The Sculpin discovery is 32 kilometres northeast of the 1981 Skate B-80 oil and gas discovery.

Two other wells, a wildcat at Cape Mamen F-24 and a delineation well at Whitefish A-26, were dry.

By year-end, the Cisco K-58 delineation well on the north side of the structure west of Loughheed Island had been spudded. Flooding of ice pads for drilling two wildcats, Grenadier A-26 and Cape MacMillan K-15, was also under way.



Land Summary

(in hectares)

	Gross	Net
Provinces		
British Columbia	1 402 474	802 840
Alberta	4 174 364*	1 984 761*
Saskatchewan	263 035	120 199
Manitoba	148 915	74 903
Ontario	63 549	50 306
Quebec	1 125 918	587 594
Frontier		
Northwest Territories, Beaufort Sea and Hudson Bay	11 204 660	7 679 552
Arctic Islands	6 794 284	949 246
East Coast Offshore	35 335 530	14 631 796
West Coast Offshore	2 358 345	2 358 345
International	588 772	43 315
Total	63 459 846	29 282 857

*includes oil sands leases

Other Arctic Activities

Petro-Canada is leader of the Arctic Pilot Project (APP), which proposes to take natural gas from the Arctic by liquefied natural gas carrier on a year-round basis. Hearings on the APP before the National Energy Board (NEB) began early in the year but were adjourned in August following seven months of testimony.

The Board's decision to adjourn the hearings followed an announcement by APP that it would seek European markets. Clarification of markets will be required before the NEB hearing will resume.

The Arctic Pilot Project is a four-company-sponsored project which is expected to cost \$2.2 billion. To date, the consortium has spent \$58 million.

Beaufort Sea

The Corporation participated in one discovery drilled in the Beaufort Sea during 1982. West Atkinson L-17, in which Petro-Canada has a 14.2 per cent interest, tested 170 cubic metres of oil and 7300 cubic metres of natural gas per day. The well, drilled from a man-made island

Frontier Drilling Summary

Atlantic Offshore

1	1
s	4
y	5
spended	3
illing	5

Arctic Islands/Beaufort Sea

1	2
s	1
y	3
spended	0
illing	3
tal	27

located 55 kilometres northeast of Tuktoyaktuk, Northwest Territories. West Atkinson L-17 is the first of eight wells required for a six five-year exploration programme covering more than 10 million hectares of land in which Petro-Canada has a working interest.

In addition to the 10 wells in the programme were spudded late in the year: Itiyok I-27, located 20 kilometres offshore north of the Mackenzie Delta, and Natagnak I-29, located on the Tuktoyaktuk Peninsula. At year-end, both wells were drilling and Itiyok I-27 showed encouraging indications of hydrocarbons.

International

As a result of participating in an extensive regional geophysical survey conducted in Chinese waters in 1979-1980, Petro-Canada was qualified to bid in the round for 43 blocks posted by the China National Offshore

Oil Corporation. The blocks are located in the Yellow Sea, South China Sea and the Gulf of Tonkin. Petro-Canada joined with four other companies to form an international bidding group to submit a bid package covering a number of these prospective blocks. The Chinese government is expected to make awards in the middle of 1983.

In the Norwegian North Sea, the Corporation, through its five per cent interest, participated in the drilling of the 30/3-1 well. The well, which had a minimal gas condensate show, was subsequently abandoned. A discovery on an adjoining block held by others has prompted an additional seismic program to be conducted on the block in which Petro-Canada has an interest.

Wells



(Top) Both icebreakers and supply vessels are used to meet the requirements of drilling operations

(Bottom) Engineer aboard supply vessel, 1981



(Top) Adjustments are made to low clutch on drawworks on the Vinland

(Bottom) Men aboard the Bow Drill 1

In Spain, the Corporation's 7.6 per cent interest in production from the Casablanca field in the offshore waters of Spain, generated \$22 million after operating costs during the year. The production of 219 cubic metres per day (net) of oil increased significantly from last year's 163 cubic metres per day (net). Completion of a permanent producing platform permitted the drilling of three platform-based development wells in addition to the two existing subsea completions. Work was also completed during 1982 on a technical feasibility study for development of the Montanazo oil field adjacent to Casablanca, where the Corporation has a 7.9 per cent interest.

Early in the year, Petro-Canada sold its U.S. interests in the Gulf of Mexico for approximately \$20 million (U.S.). The holdings were acquired as part of the 1979 purchase of Pacific Petroleum Ltd.

Western Canada Exploration

The Corporation is one of the most active players in Western Canada. It holds the oil and gas rights to 2.98 million net hectare making it the second largest net land holder in Western Canada.

In 1982, the Corporation participated in the drilling of 128 exploratory wells with a success ratio of 63 per cent and was the third most active driller. The Corporation participated in 6.4 per cent of all wells drilled by industry in Western Canada during 1982. At year-end, exploratory and development wells in which Petro-Canada participated totalled 444.

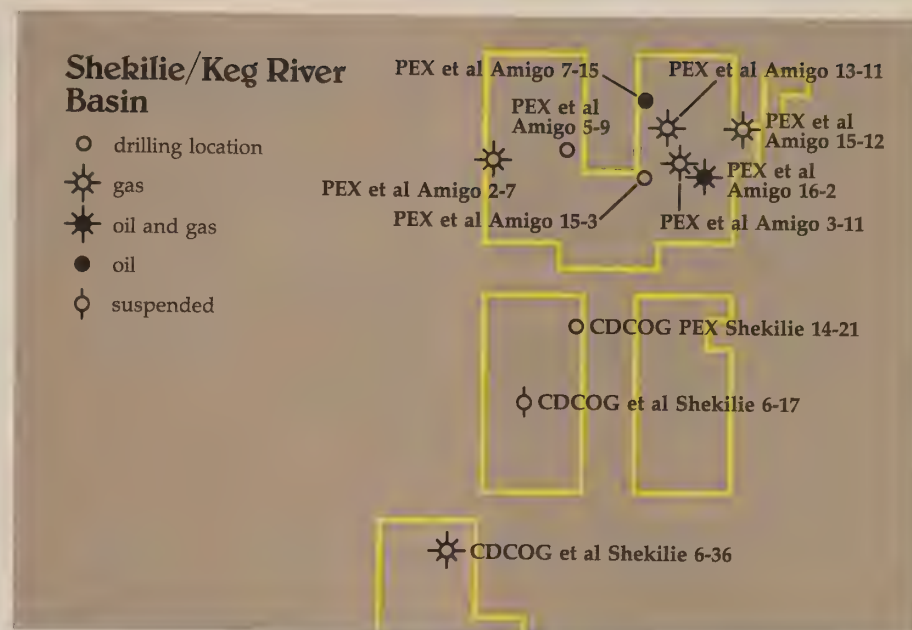
One of Petro-Canada's significant discoveries in Western Canada was a Nisku oil find in the Brazeau field, 160 kilometres southwest of Edmonton. The well tested at 390 cubic metres per day of light gravity oil along with 248 590 cubic metres per day of natural gas.

In the highly promising Shekilie/Amigo area of northwest Alberta, Petro-Canada made discoveries in seven of eight wells in which it participated during the year: three were Keg River oil discoveries, two were Keg River natural gas and condensate, two were Sulphur Point gas, and one was drilling year-end. These discoveries were made in an area which is attracting increasing industry attention and one in which the Corporation holds a good land position with more than 36 000 gross hectares.



the Valhalla area, 60 metres northwest of Grande Prairie, Alberta, the Corporation was successful in the discovery of the Upper Cretaceous Doe Creek formation. On its 100 per cent owned lands, Petro-Canada spent \$2.9 million during the year in the drilling of nine development wells. Seven of these were Doe Creek oil wells, one was an indicated oil well, and one was abandoned. Proved and potential reserve additions for this pool are estimated at 500 000 cubic metres of conventional light gravity oil.

In the year, Petro-Canada participated in its first exploration program in the province of



Manitoba. The Corporation has, on the average, a 50 per cent interest in approximately 148 500 gross hectares in southwestern Manitoba. Petro-Canada participated with partners in the drilling of two wildcat wells on lands near the industry-active Waskada oil pool. Both wells found oil. In addition, the Corporation, along with a partner, undertook a three-well farm-in drilling commitment with options to drill additional wells to earn additional hectareage. The three farm-in wells and the first option well resulted in three oil finds and one marginal oil well.

Petro-Canada's overall western land position decreased slightly from the previous year by 46 172 net hectares.

Petro-Canada's seismic operations for Western Canada were up from 1981. The Corporation employed 22 crews to record 5768 kilometres of seismic during the year at a cost of \$29 million.

Western Canada Development Activity

Production activity was significant during the year as demonstrated by the number of wells drilled and the new projects started. During the year the Corporation drilled a total of 316 (gross) development wells in Western Canada for a success ratio of 85 per cent. As an added stimulus for this drilling, Petro-Canada received \$11 million in Alberta government incentive payments toward well servicing and development well drilling activity.

Development activity was concentrated in four key locations: Medicine Hat, Bellshill Lake, Caroline and Hanlan-Robb.



(Top) Drilling for heavy oil at Cactus Sack.

(Bottom) Student geologist was one of several who carried out field work on

Western Canada Drilling Summary

	Gross	Net
Exploratory		
Oil	52	33
Gas	28	13
Dry	46	33
Suspended	2	
Total	128	89
Development		
Oil	129	61
Gas	138	88
Dry	49	33
Total	316	182

As part of its ongoing activities in the Alderson/Medicine Hat areas of southeastern Alberta, Petro-Canada spent \$5.9 million to drill 60 infill wells to maintain sales contract volumes for this shallow low pressure gas.

A major expansion project was begun in 1982, at the Bellshill Lake oil field, 150 kilometres southeast of Edmonton. The Corporation spent \$10.7 million on the first year of this three-year project. Work included drilling 38 new oil wells and installation of gathering systems and satellites, upgrading and expanding the central processing facility, addition of a new control system, expanding water handling facilities and initiation of facilities to process sour natural gas associated with the oil production. When the project is completed in 1984, approximately 120 new wells will have been drilled which will contribute an additional 600 cubic metres per day to the field's production.

The project has been an example of good community relations in this agricultural area. Directional drilling of wells from pads significantly reduced disruption of surface areas where farming predominates.

Preliminary development work began in 1982, on the Caroline water-alternating-gas miscible injection scheme, 150 kilometres northwest of Calgary, Alberta. Activity in 1982 included finalizing pool unitization and installation of an injection compressor. The three-year project will cost a total of \$41 million and will increase recovery of oil in place from 19 per cent to 43 per cent.

Western Provinces Production Summary

(Corporation's share before royalty)

	Oil	Natural Gas	Natural Gas Liquids
	(in thousands of cubic metres)	(in millions of cubic metres)	(in thousands of cubic metres)
Alberta			
Conventional	3 030	2 487	528.0
Synchrude	845	—	—
British Columbia	251	1 364	13.0
Saskatchewan	121	10	.1
Total	4 247	3 861	541.1

The Corporation continued its investment in the Hanlan-Robb project, 260 kilometres northwest of Edmonton. This is a new plant which was expected to be onstream in early 1983. The Corporation's net share of plant production will be 1.13 million cubic metres per day of natural gas and 188 tonnes of oil per day.

Heavy Oil and Oil Sands

Petro-Canada's commitment to develop heavy oil deposits in western Canada is exemplified by a major ongoing effort to commercially exploit this resource.

Construction of the first phase of the \$35 million Primrose Lake Heavy Oil Pilot, a 100 per cent Petro-Canada project, was completed and put into production early in the year. The Primrose block covers 10 000 acres, some 100 kilometres northwest of Cold Lake, Alberta.

At Cactus Lake, Saskatchewan, 120 kilometres south of Lloydminster, a new heavy oil treatment plant went on stream to process oil from approximately 100 wells in the Cactus Lake-Bakken pool. This operation is producing at a primary recovery rate of 420 cubic metres per day.

Elsewhere in Saskatchewan, Petro-Canada's participation in plans to build a heavy oil upgrader in that province stalled when the project leader and other participants withdrew.

Other heavy oil activities include participation in pilots at Muriel Lake and Gregoire Lake in northeastern Alberta, delineation drilling in Winefred and Ipiatik West in northeastern Alberta,



(Top) Farmland produces petroleum in southern Alberta.

(Bottom) Welder works on storage tank fabricated for plant expansion



and in commercial heavy oil development in eastern Alberta, near Wainwright, and the Luseland and Marsden areas of Saskatchewan.

An in situ oil sands pilot project, 35 kilometres southwest of Fort McMurray, known as PCEJ, began producing oil from two wells by steam flooding following electrical preheating of the formation through four electrode wells. Petro-Canada is operator of this four-company project.

Syncrude Canada Ltd., in which Petro-Canada holds a 17 per cent interest, experienced production losses due to the August incident in the utility plant which caused both coker units to shut down. This resulted in a loss of expected production and revenues and contributed to an increase in operating costs. Petro-Canada's share of production was 845 000 cubic metres before royalties, and despite the shutdown, this figure is an increase of 95 000 cubic metres from 1981. Net revenues from the Syncrude investment were \$190.9 million for the year, an increase over 1981 revenues of \$166 million. This increase is primarily due to the increased production and higher crude oil prices.



(Top) Welding at a field location in Western Canada.

(Bottom) Night drilling at Caroline, Alberta.

Owners of Syncrude authorized \$180 million for the first stage of debottlenecking program which will increase the base plant design capacity from 16 528 cubic metres per day, to 18 228 cubic metres per day. Completion of this stage is scheduled for 1985.

Canstar, an oil sands mining project to be situated on the Athabasca deposit in northeastern Alberta, lost momentum as a result of economic conditions in 1982. Petro-Canada is a 50 per cent partner in the project which continues, at a reduced pace, to examine various aspects of the project including plant sizes and technical options for the plant.

Alsands, a consortium also planning a facility for the Athabasca oil sands, was dissolved early in 1982, when the project's sponsors withdrew support due to rising costs and declining world oil prices. Petro-Canada, a 17 per cent participant, continued to support the project until its dissolution.

Reserves and Production

Oil production for the year was greater than forecasted due primarily to increased demand in the second half of the year. Natural gas production, however, was less than forecasted because of a softening of export market.

Petro-Canada's proven reserves of conventional crude oil in West-

Proven Reserves of Oil (before royalties)

	1982	1981	1980	1979	1978
	(thousands of cubic metres)				
Western Canada					
British Columbia	2 868.2	3 080.0	2 911.2	3 052.3	3 184.3
Alberta*	42 397.6	42 357.6	38 492.6	41 376.0	42 015.0
Saskatchewan	1 793.5	1 608.0	865.5	352.2	533.2
Manitoba	45.5	11.3	0.0	0.0	0.0
total	47 104.8	47 056.9	42 269.3	44 780.5	45 732.5
International					
in	906.1	1 089.5	974.2	1 029.6	1 003.2

Proven Reserves of Natural Gas Liquids (before royalties)

	1982	1981	1980	1979	1978
	(thousands of cubic metres)				
Western Canada					
British Columbia	935.1	948.1	1 001.2	889.5	837.2
Alberta	6 774.9	7 301.9	5 382.0	4 733.0	3 951.4
Saskatchewan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Manitoba	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
total	7 710.0	8 250.0	6 383.2	5 622.5	4 788.6
International					
in	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
and Natural Gas Liquids and Total	55 720.9	56 396.4	49 626.7	51 432.6	51 524.3

*Includes Syncrude oil sands reserves



(Top) Expansion at the Bellshill Lake facility in southern Alberta began in 1982

(Bottom) Drilling site in the Brazeau River area of Alberta.



Proven Reserves Natural Gas (before royalties)

	1982	1981	1980	1979	1978
	(millions of cubic metres)				
Western Canada					
British Columbia	48 755.7	50 144.8	50 955.3	45 576.2	54 480.1
Alberta	86 712.0	87 784.7	64 125.2	61 955.9	63 940.1
Saskatchewan	310.9	320.9	312.3	276.7	240.1
Subtotal	135 778.6	138 250.4	115 392.8	107 808.8	118 660.3
International					
Gulf of Mexico (U.S.)	—	479.6	485.3	0.0	—

Canada were 47.1 million cubic metres at year end. The Corporation produced 3.4 million cubic metres of oil (an average of 9321 cubic metres a day). Additions and revisions to proven reserves were 3.7 million cubic metres and 0.2 million cubic metres were sold. This resulted in a net increase of 47.9 thousand cubic metres of proven conventional crude oil reserves.

In the international sector, Petro-Canada's proven crude oil reserves decreased 0.2 million cubic metres over the same period.

Total proven reserves of natural gas in Western Canada were 135.8 billion cubic metres at year end. Production was 3.9 billion cubic metres (an average of 10 577 thousand cubic metres a day). Additions and revisions to proven reserves were 1.4 billion cubic metres. This resulted in a net decrease of 2.5 billion cubic metres.

In the international sector, 0.5 billion cubic metres of gas reserves were sold.

Natural gas liquid reserves decreased by 0.5 million cubic metres.

Research and Development

Petro-Canada's research and development activities provide service to the Corporation's ongoing operation and development of new technologies for its future activities. Working at several research locations in Calgary, approximately 230 research scientists, engineers, technologists and support personnel provide the Corporation with up-to-date laboratory capabilities to meet specialized divisional technical requirements.

e Corporation's emphasis in research during 1982 was in the areas of oil sands and heavy oil recovery and refining technology, offshore exploration and development, conventional oil and gas exploration and production.

Researchers within the Corporation conducted ongoing geological analyses to assist with the evaluation of exploratory wells in the Scotian Shelf, Grand Banks, Labrador, the Arctic Ocean and the Beaufort Sea. In addition, geological analyses supported the Corporation's heavy oil and conventional oil exploration and production activities.

Production research activity included studies of the development and evaluation of thermal recovery strategies for Petro-Canada's oil sands and heavy oil fields. These studies involved methods of heating the oilsands and heavy oil reservoirs by actively using electricity, steam and combustion. In addition, several joint venture research programs were initiated to develop special equipment required for the thermal recovery of heavy oils.

Offshore researchers studied the physical environment in the Atlantic and Arctic frontiers, especially ice and icebergs, and examined how the environment influences offshore operations. These scientists work closely with Canadian consultants, research institutes and universities.

Studies continued to improve oil sands extraction technology and the upgrading and refining of heavy oils, to support Petro-Canada's involvement in crude, Canstar and particularly commercial demonstration of the CANMET cracking technology.

Coal

The Kipp Coal Project, located northwest of Lethbridge, Alberta, was placed on a two-year care and maintenance program pending a transportation commitment by the railway. Overall mine engineering and economic feasibility studies on mine development were completed earlier with the test results showing the coal to be of marketable quality.

Another coal project, the Monkman Coal Project, received stage two approval from the provincial government, which is approval in principle for this 3.29 million tonne per year mining project located 120 kilometres southwest of Dawson Creek. In total, the Corporation holds 115.9 thousand net hectares of coal lands in southern Canada, primarily in Alberta, and 1.9 million net hectares in the Arctic.

Petro-Canada completed its commitment to map and to drill core holes in a 29 000 hectare block of oil shale land southeast of Moncton, New Brunswick. The work will evaluate the extent and quality of the deposits on the hectareage.



(Top) Maintenance is carried out at all field locations



(Bottom) Storage tank in Montreal

Petro-Canada Products

Petro-Canada is the only national integrated Canadian-owned energy company. A coast-to-coast retail marketing system, two refineries, and a joint venture interest in a third, have given Petro-Canada a growing share of the retail market and helped to finance the more expensive exploration in frontier areas.



Petro-Canada, in 1982, became the first Canadian-owned corporation to have a national refining and marketing system. The only province where it did not sell retail gasoline was Newfoundland.

The economic environment for marketing and refining was affected by a major economic slowdown, a substantial decline in the demand for petroleum products, and a resulting surplus of refining capacity which led to highly competitive wholesale and retail markets. The Corporation intensified its efforts to improve overall efficiency and productivity in response to these economic circumstances. The response by the Canadian public to Petro-Canada's retail gasoline marketing program was most encouraging. Sales at Petro-Canada stations were higher in 1982 than in 1981, as opposed to the overall industry decline, especially in Ontario and Quebec.

Marketing

The positive reaction of consumers to Petro-Canada service stations is one of the highlights of the Corporation's activity in 1982. Increased sales from the expansion to eastern Canadian provinces mirrored the success the Corporation experienced when it introduced the Petro-Canada logo to the western provinces in 1980.

Despite a highly competitive market, gasoline sales in Petro-Canada service stations increased by 11 per cent in Eastern Canada and by four per cent nationally, while they dropped by nine per cent and seven per cent respectively throughout the industry, compared with 1981. As a result, the Corporation's share of the national market has increased significantly from 6.4 per cent in 1981, to 8.7 per cent in 1982.

Adding to the positive growth factor was the wide demand for Petro-Canada credit cards, which increased by 49 per cent in Eastern Canada and by 14 per cent nationally, compared with the preceding year.

The conversion of the Petrofina network, including 949 retail outlets, to the Petro-Canada identification, was essentially completed in June. Service stations' sales increased as the change in corporate identification was effected, and continued to climb in the wake of the Corporation's first national advertising campaign.



(Top) Petro-Canada gasoline sales increased in 1982, while overall industry sales declined

(Middle) Home heating oil sales were also on the upswing

(Bottom) The Corporation purchased 49 per cent of this Port Moody refinery

At the same time, the Corporation undertook the renovation of 238 aging conventional service stations in Ontario, Quebec, and the Maritimes. In addition to the modernization of the stations, the service equipment was also standardized and accessibility was increased for the handicapped.

Two contracts to supply petroleum products to firms in Atlantic Canada helped to broaden the Corporation's commercial presence in this region of the country. An agreement for Petro-Canada to supply aviation fuel and transportation and warehousing services was signed with a private company which operates an air terminal in St. John's, Newfoundland, and another in Halifax. The Corporation also acquired a 49 per cent interest in Harvey's Oil Ltd., of Newfoundland, a domestic fuel oil distributor in the St. John's area. This purchase marked the entrance of the Corporation into that province's retail fuel oil market.

The Corporation opened its first propane vehicle filling facilities in Winnipeg, Manitoba, and Calgary, Alberta. Early in 1983, additional stations were opened in Vancouver and Edmonton. It is anticipated that this service will be extended to other areas of the country in order to meet the increasing demand for automotive propane.

The Corporation has also developed plans to provide compressed natural gas (CNG) to the motoring public. Petro-Canada's first CNG retail outlet was opened in Vancouver early in 1983.

A fuel oil sales and distribution expansion program was implemented in eastern markets in 1982. Despite the decline in the use of this energy source for the heating of buildings, sales increased 24 per cent from 1981.

At year-end, the Corporation's coast-to-coast marketing system included 1379 service stations as well as 125 sales agencies and 101 bulk outlets.

Refining

The Corporation owns and operates two refineries, one in Montreal, Quebec, and the other in Taylor, British Columbia, as well as a natural gas straddle plant at Empress, Alberta.

The utilization factor of the two refineries was, on the average, 86 per cent in Montreal, and 88 per cent in Taylor, a rate higher than that of the industry as a whole in 1982.

Early in the year, the Corporation purchased 49 per cent of the Gulf Canada refinery at Port Moody, British Columbia, for \$95 million. This acquisition provided Petro-Canada with 3100 cubic metres per stream day of petroleum products to serve sales outlets in Western Canada. In another agreement, the Corporation also broadened its access to the Interprovincial Pipeline Limited light oil transportation system through Gulf's terminal facilities across Western Canada.

Two major construction projects were undertaken at the Montreal refinery during the year. A \$35 million Visbreaker unit was commissioned at the refinery and put into full production by year-end. The unit converts 25 per cent of heavy oil production into lighter products such as gasoline and middle distillates. The Visbreaker is part of a program to lower anticipated surpluses of heavy fuel oil in this decade.

Process design work continued for a plant to upgrade excess heavy fuel oil using the CANMET process. The Corporation intends to demonstrate the profitability of this new technology with a view to its worldwide sale. The cost of the 800 cubic metre per day unit is estimated to be \$135 million, and is scheduled to go onstream in 1985. The CANMET hydrocracking process was initially developed by the federal Department of Energy, Mines and Resources.

The Montreal refinery production of refined products totalled 1 033 000 cubic metres in 1982, compared with 3 907 000 cubic metres the year before.

Petrochemical production, one of the largest in Canada, increased 1 380 000 cubic metres from 1 500 000 cubic metres in 1981. The higher petrochemical production was realized despite the world economic recession and general slowdown in industrial activity.

In the past, the refinery made energy conservation a top priority. Measures taken since 1973 have made it possible for the refinery to reduce its consumption of fuels by 37 per cent on an equivalent basis.

At the Taylor refinery, total production was up to 972 000 cubic metres compared to 744 000 cubic metres in 1981.

The Corporation also served as agent of the Government of Canada for the importation of Mexican crude oil for Montreal area refiners on a non-profit basis. The 8400 cubic metres of oil per day increased both operating revenue and offsetting expenses approximately \$639 million.

Despite an unusual and often difficult business environment throughout most of 1982, Petro-Canada's natural gas liquids (propane, butane, pentane and condensate) business continued to be a significant contributor to corporate profits. In 1982, propane

and butane sales totalled 1 312 000 cubic metres, an increase of 11 per cent from the previous year and almost nine per cent of total Canadian sales. The majority of these products were produced at the Corporation's turbo-expander straddle plant at Empress, Alberta, which is currently the largest facility of its type in Canada and one of the largest in the world. Total 1982 production at Empress was 6798 cubic metres of liquid product per day. The Empress plant is designed to strip liquid products from natural gas and processes more than half the gas leaving Alberta for Eastern Canada.

The Petroleum Transmission Company Limited (PTC) is a wholly owned subsidiary of Petro-Canada. PTC facilities consist of a 168.3 millimetre diameter pipeline, 933 kilometres long, with six associated pumping stations for moving propane and butane from the Empress plant to Winnipeg. Petro-Canada is the operator of the PTC facilities as well as several Petro-Canada owned propane sales terminals along the pipeline route. A major 1982 project on the pipeline was a complete upgrading of the computer control system which will permit more reliable and efficient operation.

In the Regina area, Petro-Canada owns salt cavern storage for approximately 150 000 cubic metres of propane and can also make use of rental storage for propane and butane. The PTC and associated facilities transport only Petro-Canada owned products, and during 1982, operated at near capacity.



(Top) Safety is an integral part of refinery personnel training

(Bottom) Empress natural gas straddle plant in southern Alberta.

Financial Review

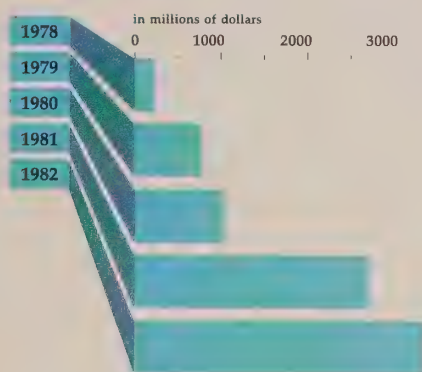


venues for 1982 were up substantially from 1981. However, funds from operations decreased slightly and net earnings were also reduced from last year. Operating profits from oil and gas production were considerably higher in 1982; however in concert with the rest of the industry, operating profits from sales of refined oil products were lower as reduced demand led to excess capacity and decreased operating margins. Capital expenditures for 1982 were the highest in the Corporation's seven year history. In comparing the 1982 results with the previous year, it should be noted that the 1981 results include only a partial year of the operations of the former Petrofina Canada Inc. From May 12, 1981, the effective date of the acquisition.

Revenue

Operating revenue of \$3 329.3 million was up by \$682.9 million over 1981 revenue of \$2 646.4 million. This was mainly due to the inclusion of the former Petrofina refining and marketing operations for the full year in 1982. The balance of the increase was due primarily to higher prices for crude oil, natural gas and natural gas liquids. Production and sales volumes for these items were essentially unchanged from 1981. Interest and other income of \$31.3 million resulted mainly from the investment of temporarily surplus cash. Equity earnings of \$18.1 million were realized, mainly from the Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited.

Total Revenue

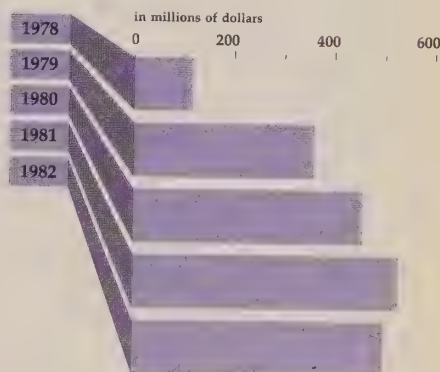


resulting from increased prices; higher marketing, general and administrative costs; and increased petroleum and gas revenue taxes.

Funds from Operations

Funds from operations of \$500.3 million were down by \$26.7 million or 5 per cent from \$527.0 million in 1981. Funds from operations consisted of earnings before dividends of \$130.7 million plus items not requiring cash expenditures (primarily deferred income taxes, and depreciation, depletion and amortization) of \$369.6 million.

Funds provided from operations

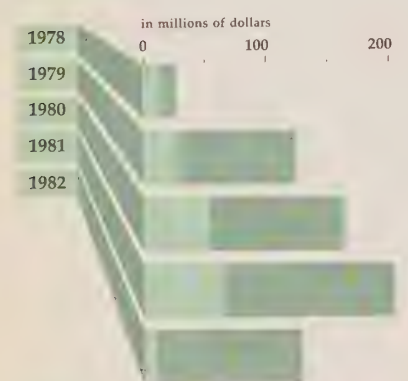


Expenses

Expenses were \$3 071.5 million compared to \$2 286.8 million in 1981, again, due mainly to the inclusion of the former Petrofina operations for a full year in 1982. Other significant factors contributing to increased expenses were higher expenditures for crude oil and product purchases

Earnings

Earnings before income taxes of \$314.2 million were down by \$114.8 million or 26.8 per cent from 1981. The 1982 earnings include a gain of \$7.1 million realized on the sale of a U.S. subsidiary company which was acquired in 1978 as part of the purchase of Pacific Petroleum Ltd. Provision for income taxes of \$188.3 million, together with minority interest resulted in net earnings before preferred share dividends of \$130.7 million, a decrease of \$73.2 million, or 35.9 per cent from 1981. After preferred share dividend payments of \$120.1 million, net earnings for the year were \$10.6 million compared to \$64.9 million in 1981.



Net earnings before preferred share dividends of subsidiary

Net earnings after preferred share dividends of subsidiary

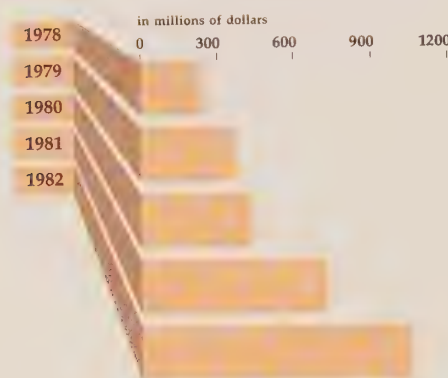
Capital Expenditures

Capital expenditures increased to \$1 053.8 million in 1982 from \$722.0 million the previous year and consisted of:

	Millions
Oil and gas exploration and development . . .	\$ 581.0
Refining and marketing	172.9
Investments	62.0
Bituminous sands projects	50.3
Deferred charges (mainly oil sands overburden removal costs, marketing program, and Arctic LNG)	17.7
Other	169.9
	<u>\$1 053.8</u>

These expenditures were financed by surplus funds from operations, proceeds from the issue of shares and funds from the Government's Petroleum Incentives Program.

Capital expenditures



Net Assets

Consolidated assets of Petro-Canada at December 31, 1982, amounted to \$7 552.1 million consisting of: current assets \$1 546.2 million; investments (mainly Westcoast Transmission and cash held towards completion of the Petrofina purchase) \$295.1 million; property, plant and equipment \$5 615.0 million; and deferred charges (mainly Syncrude oil sands overburden removal costs, and feasibility studies) \$95.8 million. Deductions from the consolidated assets for liabilities, deferred income taxes and minority interest in subsidiary companies totalled \$2 745.9 million which together with preferred shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. of \$1 464.4 million resulted in net assets of \$3 341.8 million representing the Government of Canada's equity in the Corporation. This investment consisted of preferred shares \$972.8 million, common shares \$2 122.1 million, and contributed surplus and retained earnings of \$246.9 million.

Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department whose functions include reviewing the system of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The Committee meets with management, the internal auditors and the external auditors at least four times each year to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report

the Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1982 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation at December 31, 1982 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Our further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, the proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our review have been within the powers of the corporation.

Ottawa, Canada
February 25, 1983, except
for Note 18, which is
dated March 25, 1983

Peat, Marwick, Mitchell & Co.


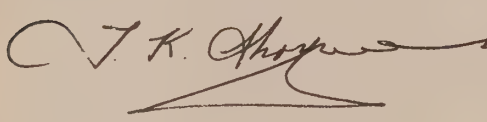
Chartered Accountants

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1982

(stated in thousands of dollars)

Assets

	1982	1981
Current Assets		
Cash and short-term deposits	\$ 28 896	\$ 115 5
Accounts receivable	749 602	587 4
Inventories (Note 3)	755 291	474 0
Deposits and prepaid expenses	12 437	17 9
	<u>1 546 226</u>	<u>1 194 9</u>
Investments (Note 4)	295 128	383 8
Property, Plant and Equipment, net (Note 5)	5 615 001	4 911 3
Deferred Charges (Note 6)	95 760	81 8
Deferred Financing Costs (Note 11)	—	40 4
Approved on behalf of the Board		
		
Director		
		
Director		
	<u>\$7 552 115</u>	<u>\$6 612</u>

Liabilities

	1982	1981
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 650 751	\$ 426 523
Income taxes payable	28 627	10 006
Portion of long-term debt due within one year	73 286	73 135
	752 664	509 664
Long-Term Debt (Note 7)	257 400	1 239 638
Advances on Future Natural Gas Deliveries	124 326	60 896
Deferred Income Taxes	1 044 557	910 066
Minority Interest in Subsidiaries (Note 8)	566 945	787 450
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 9)	1 464 375	1 464 375

Shareholder's Equity

Capital (Note 10)		
Preferred shares	972 772	864 772
Common shares	2 122 100	600 000
	3 094 872	1 464 772
Contributed Surplus (Note 11)	60 744	—
Retained Earnings	186 232	175 672
	3 341 848	1 640 444

Commitments and Contingency (Note 17)

\$7 552 115	\$6 612 533
-------------	-------------



Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1982

(stated in thousands of dollars)

	1982	1981
Revenue		
Operating	\$3 329 255	\$2 646 3
Interest and other income	31 286	48 4
Equity in earnings of affiliates	18 076	20 9
	<u>3 378 617</u>	<u>2 715 7</u>
Expenses		
Crude oil and product purchases	1 950 337	1 541 9
Producing and refining	356 217	274 4
Depreciation, depletion and amortization	249 996	157 1
Marketing, general and administrative (Note 12)	261 343	156 9
Taxes other than income taxes	196 772	115 5
Interest on long-term debt	50 232	35 4
Other interest	6 597	5 3
	<u>3 071 494</u>	<u>2 286 7</u>
Earnings Before Undernoted Items	307 123	429 0
Gain on Sale of Subsidiary	7 082	
	<u>314 205</u>	<u>429 0</u>
Provision for Income Taxes (Note 13)		
Deferred	135 073	175 2
Current	53 225	49 8
	<u>188 298</u>	<u>225 1</u>
	125 907	203 8
Minority Interest	<u>4 735</u>	
Net Earnings for Year Before Preferred		
Share Dividends of Subsidiary	130 642	203 8
Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 9)	120 082	138 9
Net Earnings for Year After Preferred Share		
Dividends of Subsidiary	10 560	64 8
Retained Earnings at Beginning of Year	175 672	110 7
Retained Earnings at End of Year	<u>\$ 186 232</u>	<u>\$ 175 6</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

for the year ended December 31, 1982

(stated in thousands of dollars)

	1982	1981
Sources of Working Capital		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	\$ 130 642	\$ 203 844
Add items not affecting working capital	369 629	323 126
Working capital provided from operations	500 271	526 970
Proceeds from issue of shares	1 767 448	460 972
Proceeds from issue of long-term debt	1 338 491	1 512 555
Petroleum incentives program grants	299 892	138 764
Advances on future natural gas deliveries	63 430	8 752
Proceeds from sale of subsidiary	29 148	—
Working capital acquired on acquisition of subsidiary	16 253	—
	<u>4 014 933</u>	<u>2 648 013</u>
Uses of Working Capital		
Reduction of long-term debt	2 345 549	670 784
Purchase of property, plant and equipment	974 096	594 601
Acquisition of minority interest in subsidiaries	351 108	—
Preferred share dividends paid by subsidiary	120 082	138 971
Increase in investments, net	61 954	88 673
Deferred financing costs	36 157	40 447
Increase in deferred charges, net	17 724	38 714
Acquisition of Petro-Canada Enterprises Inc.	—	525 729
	<u>3 906 670</u>	<u>2 097 919</u>
Increase in Working Capital	108 263	550 094
Working Capital at Beginning of Year	685 299	135 205
Working Capital at End of Year	<u>\$ 793 562</u>	<u>\$ 685 299</u>

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1982

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada, an agent of Her Majesty in the right of Canada, and of all subsidiary companies ("the Corporation") except Canertech Inc. which is excluded for the reason described in Note 4.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired.

(b) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the end of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations were incurred or the capital stock was issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depreciation, depletion and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

(c) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(d) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

(e) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for its investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each foreign area in which the Corporation has an interest and each of five Canadian frontier areas.

Costs incurred in the non-frontier Canada cost centre are depleted in the proportion that current revenue is to the total estimated revenue from proven reserves of oil and gas. Costs incurred in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. Annual costs incurred in the Canadian frontier cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depreciated on the unit of production method based on production volumes. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are charged to earnings in accordance with the policy described for the Canadian frontier cost centres in the preceding paragraph.

Depreciation of plant and equipment, except as noted above, is provided on either the unit of production method, based on production revenues, or the straight line method as appropriate. Annual straight line depreciation rates range from 2.5% to 25.0%.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(f) Deferred Charges

Costs relating to the removal of overburden from tar sands which will be mined in future years are deferred and will be charged to earnings when the related tar sands are mined.

The Corporation defers costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to certain transportation, production and other projects. Upon completion of studies leading to the commencement of a project or enhancement of an existing project the applicable expenditures are transferred to property, plant and equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project, otherwise, all associated costs are charged to earnings at that time.

Certain costs relating to the Corporation's marketing program are deferred and amortized on a straight line basis over five years.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt. The amortization is included with interest on long-term debt in the consolidated statement of earnings and retained earnings.

(g) Federal Petroleum Compensation Program

Under the oil compensation program the Federal Government compensates eligible importers for a portion of certain costs with respect to petroleum consumed in Canada, provided they maintain prices for certain products at levels not to exceed those suggested by the Government. Compensation received under the program is reflected as a reduction of crude oil and product purchases.

(h) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming depreciation, exploration, development and other costs for income tax purposes which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements. The Corporation accounts for investment tax credits on the flow-through method.

(i) Pension Plan

Costs of pension benefits for current services are funded and charged to earnings as they accrue. Costs for past services, arising from amendments to the plan, and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Acquisitions

(a) Petro-Canada Enterprises Inc.

During 1982 the Corporation increased its holdings of the outstanding common shares of Petro-Canada Enterprises Inc. ("Enterprises"), formerly Petrofina Canada Inc., from 55.7% held on December 31, 1981 to 76.2% at December 31, 1982. The additional shares were acquired at a cost of \$350 308 000 pursuant to a tender offer made by the Corporation on April 18, 1981 to purchase for cash at \$120 per share, subject to adjustments to reflect imputed interest and dividend payments, any and all of the outstanding shares of Enterprises. This offer will terminate on February 28, 1983 unless extended.

In 1981 the shareholders of Enterprises approved the sale of substantially all its net assets to the Corporation in exchange for securities issued by a subsidiary of the Corporation. The securities are valued at \$1 612 150 000, being, principally, the equivalent of \$120 per common share of Enterprises after adjustment for estimated imputed interest and dividends on common shares of Enterprises not yet acquired by the Corporation.

The tender offer and the acquisition of the assets from Enterprises constitute an integrated transaction which has been accounted for by the purchase method, details of which to December 31, 1982, are as follows:

Book value of acquired assets		\$1 070
Book value of assumed liabilities		(508)
		<u>562</u>
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Petroleum and natural gas properties	\$486 989	
Refining and marketing	509 802	
Bituminous sands		
— Syncrude Project	7 838	
— Other bituminous sands leases	<u>45 100</u>	<u>1 049</u>
Attributed value of net assets acquired at December 31, 1982		1 612
Minority interest at December 31, 1982 (Note 8)		<u>(436)</u>
Cost to December 31, 1982		<u>\$1 175</u>

This acquisition was financed by funds from a revolving term loan (Note 7). The minority interest stated, pursuant to the offer of April 18, 1981 and the 1981 shareholder approval referred to above, represents the estimated cost of acquiring all of the outstanding shares of Enterprises not already held by the Corporation. Funds for the acquisition of these shares will also be provided from the revolving term loan.

(b) Panarctic Oils Ltd.

During 1982 the Corporation acquired additional common shares in Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic") in consideration for exploration expenditures incurred, which increased its interest to 53.8% of the outstanding common shares at December 31, 1982. Effective May 1, 1982 the Corporation has accounted for its investment in Panarctic on a consolidated basis and the results of Panarctic's

operations are included in these financial statements from that date. The acquisition has been accounted for by the purchase method, details of which to December 31, 1982 are as follows:

Book value of acquired assets	\$ 357 443
Book value of assumed liabilities	(67 573)
	<u>289 870</u>
Minority interest in common shares at December 31, 1982 (Note 8)	(135 338)
Cost to December 31, 1982	<u>\$ 154 532</u>

The cost of the net assets acquired approximated the net book value thereof.

Inventories

Inventories consist of:

	<u>1982</u>	<u>1981</u>
Crude oil, refined products and merchandise	\$641 527	\$405 036
Materials and supplies	<u>113 764</u>	<u>68 981</u>
	<u>\$755 291</u>	<u>\$474 017</u>

Investments

The Corporation's investments consist of:

	<u>1982</u>	<u>1981</u>
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	\$175 248	\$170 716
Panarctic Oils Ltd. (Note 2)	—	150 702
Other	<u>31 549</u>	<u>25 978</u>
At cost		
Cash held for investment (Note 18)	70 555	—
Mortgages and other investments	<u>17 776</u>	<u>16 479</u>
Canertech Inc.	—	20 000
	<u>\$295 128</u>	<u>\$383 875</u>

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1982 the Corporation held 31.3% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast").

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation, and the cost of subsequent share purchases exceeded the underlying net book value at the dates of acquisition by \$33 388 000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1982, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$178 195 000 (1981 — \$168 649 000).

Canertech Inc.

Canertech Inc. was incorporated by the Corporation as a wholly-owned subsidiary company to develop alternate energy sources in Canada. The Government of Canada has indicated its intention to establish Canertech Inc. as an independent Crown Corporation and to purchase the Corporation's investment at cost. The accounts of Canertech Inc., therefore, have not been included in the consolidated financial statements because of the temporary nature of control by the Corporation.

During 1982 the Corporation received \$20 000 000 from the Government of Canada in satisfaction of advances which the Corporation had made previously to Canertech Inc. The Corporation's investment in the common shares of Canertech Inc. is carried in the accounts at a cost of \$1.

5. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1982			1981
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas	\$3 347 491	\$389 244	\$2 958 247	\$2 809
— frontier areas	783 058	109 765	673 293	384
Foreign	97 285	28 120	69 165	95
Bituminous sands				
Syncrude Project and related leases	514 785	37 415	477 370	478
Other bituminous sands leases and expenditures thereon	175 547	30 731	144 816	115
Refining and marketing	998 526	82 469	916 057	790
Natural gas liquids	135 265	24 349	110 916	115
Pipelines and other property and equipment	295 925	30 788	265 137	12
	<u>\$6 347 882</u>	<u>\$732 881</u>	<u>\$5 615 001</u>	<u>\$4 911</u>

Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1982	1981
At cost		
Tar sands overburden removal costs	\$32 901	\$15 652
Less portion related to tar sands to be mined within one year	4 304	3 545
	28 597	12 107
Arctic Liquefied Natural Gas Project	22 213	17 515
Polar Gas Project	16 868	16 397
Other	1 806	6 153
Heavy oil and oil sands projects	—	19 489
At amortized cost		
Marketing program	26 006	9 836
Debt issue expense	270	364
	<u>\$95 760</u>	<u>\$81 861</u>

Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1982	1981
In Canadian dollars			
Unsecured loans, bearing interest at prime rate to ½% above prime rate	1985-1990	\$ 73 722	\$ 40 000
Bank Income Debentures	1983	40 000	90 000
Promissory notes, bearing interest at prime rate	1985	18 192	20 692
Revolving term loan	1984	12 255	161 614
Other loans and long-term obligations	1983-1997	6 207	5 741
Convertible notes (Note 11)		—	461 767
In United States dollars			
Revolving term loan (\$56 584 000 U.S.)	1984	67 714	405 215
9% unsecured notes (\$52 500 000 U.S.)	1996	62 362	66 641
8.45% unsecured notes (\$25 000 000 U.S.)	1987	29 841	35 545
5.25% unsecured notes (\$14 300 000 U.S.)	1985	17 347	21 747
5.75% - 6.25% mortgages (\$2 541 000 U.S.)	1988	3 046	3 811
		330 686	1 312 773
Less portion due within one year		73 286	73 135
		<u>\$257 400</u>	<u>\$1 239 638</u>

Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately one half of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures.

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in a subsidiary company, Petro-Canada Exploration Inc.

Revolving Term Loan

The Corporation has a revolving credit facility, which expires on June 30, 1984, to finance the acquisition of Enterprises amounting to \$1.5 billion Canadian or the equivalent in U.S. dollars. At December 31, 1982 the Corporation had outstanding loans of \$79 969 000 against this credit facility and anticipates that approximately \$287 000 000 will be drawn down in 1983 to complete the acquisition. At December 31, 1982 the term loan balance included \$67 714 000 which is repayable in U.S. funds in the amount of \$56 584 000 U.S.

The term loan bears interest at floating rates. At December 31, 1982 the interest rates on the Canadian dollar and the U.S. dollar borrowings were approximately 13% and 10%, respectively.

A substantial portion of the 1983 draw down referred to above will be repaid by funds received by the Corporation from the Canadian Ownership Account.

Repayment of long-term debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1983 — \$73 286 000	1984 — \$42 643 000	1985 — \$36 199 000
1986 — \$22 116 000	1987 — \$17 987 000	

8. Minority Interest in Subsidiaries

Minority interest in subsidiaries consists of:

	1982	1981
Panarctic		
Common shares	\$135 338	\$ —
Equity in earnings	(4 735)	—
	130 603	—
Enterprises		
Common shares	436 342	787 4
	<u>\$566 945</u>	<u>\$787 4</u>

9. Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by a subsidiary consist of 12 500 000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares, issued at \$100 U.S. per share, to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends.

Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1982, the dividend rate was approximately 6% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain other occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends. These options increase from \$60 000 000 U.S. in 1984 to \$170 000 000 U.S. in 1994.

Capital

Authorized

During 1982 the authorized capital of the Corporation was increased by an amendment to the Petro-Canada Act. In the aggregate the authorized capital is:

- (a) Common shares with a par value of \$100 000 each
 - (i) 55 000 common shares
 - (ii) common shares issued in connection with funds received by the Corporation from the Canadian Ownership Account established under Vote 5c of the Appropriation Act No. 4, 1980-81, and
 - (iii) common shares issued in connection with the acquisition by the Corporation of the capital stock of Panarctic Oils Ltd., previously held by the Government of Canada.
- (b) Preferred shares issued to the Government of Canada provided that the amount of such shares together with any loans received, and outstanding, from the Consolidated Revenue Fund of the Government of Canada is not in excess of \$1 billion.

Issued (to the Government of Canada)

	1982		1981	
	Number of Shares	Consideration	Restated Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	6 000	\$ 600 000	5 800	\$580 000
For cash	2 770	277 000	—	—
For funds received from the Canadian Ownership Account (Note 11)	12 451	1 245 100	—	—
In consideration for shares of Panarctic Oils Ltd.	—	—	200	20 000
Balance at end of year	21 221	\$2 122 100	6 000	\$600 000
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	864 771 853	\$ 864 772	423 799 853	\$423 800
For cash	108 000 000	108 000	440 000 000	440 000
In consideration for shares of Panarctic Oils Ltd.	—	—	972 000	972
Balance at end of year	972 771 853	\$ 972 772	864 771 853	\$864 772

The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

Contributed Surplus

Non-interest bearing convertible notes, issued to the Government of Canada in acknowledgement of funds received from the Canadian Ownership Account, have been converted into common shares of the Corporation. These shares were issued at a premium of \$137 348 000 specifically to create a contributed surplus equal to the financing costs incurred on that portion of the revolving term loan which is being repaid by funds received from the Canadian Ownership Account (Notes 7 and 10). Such financing costs, net of deferred income taxes of \$60 744 000, have been charged against this contributed surplus.

12. Marketing, General and Administrative Expenses

During 1982 the Corporation commenced a program of internal reorganization which will result in the consolidation of office space requirements, and of a number of operating and administrative functions. Included in marketing, general and administrative expenses for 1982 are the estimated costs associated with this program in the amount of \$38 500 000.

13. Income Taxes

The provision for income taxes of \$188 298 000 (1981 — \$225 174 000) represents an effective rate of 59.9% (1981 — 52.5%) on earnings before income taxes of \$314 205 000 (1981 — \$429 018 000). The provision has been computed as follows:

	1982	1981
Earnings before income taxes	\$314 205	\$429 018
Add (deduct)		
Royalties and other payments to Provincial Governments	289 240	264 300
Federal allowances		
Resource allowance	(191 125)	(152 600)
Tax depletion	(86 373)	(88 100)
Scientific research allowance	(2 006)	(14 000)
Inventory allowance	(18 459)	(3 100)
Amortization of excess of attributed value over book value		
of assets acquired on purchase of subsidiary companies	84 099	65 900
Petroleum and gas revenue tax	97 546	52 100
Non-taxable incremental oil revenue	(29 174)	—
Equity in earnings of affiliates	(18 076)	(20 900)
Incremental oil revenue tax	10 810	—
Non-deductible interest on Bank Income Debentures	7 392	13 500
Other	3 921	7 000
	<u>462 000</u>	<u>553 000</u>
Combined Canadian Federal and Provincial income tax		
at 49.5% (1981 — 50.2%)	228 690	277 600
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	(15 980)	(14 000)
Federal investment tax credit	(24 412)	(38 000)
Provision for income taxes	<u>\$188 298</u>	<u>\$225 174</u>

14. Pension Plan

Based on an actuarial valuation of the Corporation's pension plans the unfunded past service pension obligations at December 31, 1982 are approximately \$42 000 000. All accrued, including vested, benefits December 31, 1982 are fully funded.

Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

<u>Business Segment</u>	<u>Operations</u>
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals.
Refined oil products	Purchase and sale of offshore oil; refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.
Natural gas liquids	Extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	1982				
	<u>Natural Resources</u>	<u>Refined Oil Products</u>	<u>Natural Gas Liquids</u>	<u>Eliminations</u>	<u>Total</u>
Sales to customers	\$819 638	\$2 205 696	\$303 921	\$ —	\$3 329 255
Inter-segment transfers	87 766	—	—	(87 766)	—
Total Operating Revenue	907 404	2 205 696	303 921	(87 766)	3 329 255
Product costs and operating expenses	212 211	1 978 277	203 832	(87 766)	2 306 554
Depreciation, depletion and amortization	178 592	51 912	19 492	—	249 996
Taxes other than income taxes	109 069	87 703	—	—	196 772
Total Operating Expenses	499 872	2 117 892	223 324	(87 766)	2 753 322
Operating Profit	\$407 532	\$ 87 804	\$ 80 597		575 933
Interest and other income					31 286
Equity in earnings of affiliates					18 076
Marketing, general and administrative expenses					(261 343)
Interest on long-term debt					(50 232)
Other interest					(6 597)
Gain on sale of subsidiary					7 082
Provision for income taxes					(188 298)
Minority interest					4 735
					(445 291)
Net Earnings for Year					
Before Preferred Share					
Dividends of Subsidiary					\$ 130 642

	1981				
	Natural Resources	Refined Oil Products	Natural Gas Liquids	Eliminations	Total
Sales to customers	\$626 465	\$1 756 618	\$263 282	\$ —	\$2 646
Inter-segment transfers	71 272	—	—	(71 272)	—
Total Operating Revenue	<u>697 737</u>	<u>1 756 618</u>	<u>263 282</u>	<u>(71 272)</u>	<u>2 646</u>
Product costs and operating expenses	181 893	1 538 250	167 489	(71 272)	1 816
Depreciation, depletion and amortization	113 530	28 248	15 344	—	157
Taxes other than income taxes	51 561	64 025	—	—	115
Total Operating Expenses	<u>346 984</u>	<u>1 630 523</u>	<u>182 833</u>	<u>(71 272)</u>	<u>2 089</u>
Operating Profit	<u>\$350 753</u>	<u>\$ 126 095</u>	<u>\$ 80 449</u>		<u>557</u>
Interest and other income					48
Equity in earnings of affiliates					20
Marketing, general and administrative expenses					(156)
Interest on long-term debt					(35)
Other interest					(5)
Provision for income taxes					(225)
					(353)
Net Earnings for Year					
Before Preferred Share					
Dividends of Subsidiary					<u>\$ 203</u>

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

The identifiable assets at December 31, and the amount of capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		Capital Expenditures	
	1982	1981	1982	1981
Natural resources	\$4 857 756	\$4 336 988	\$ 638 169	\$539
Refined oil products	1 723 826	1 419 042	192 142	80
Natural gas liquids	158 482	154 175	1 790	?
Other	812 051	702 328	221 673	9
	<u>\$7 552 115</u>	<u>\$6 612 533</u>	<u>\$1 053 774</u>	<u>\$72</u>

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

6. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1981 comparative figures to conform with the current year's presentation.

7. Commitments and Contingency

(a) Commitments

(i) BP Refining and Marketing Canada Limited

Pursuant to an agreement with BP Canada Inc. ("BP") and the British Petroleum Company p.l.c. dated October 29, 1982 the Corporation has agreed to make an offer to acquire all of the shares of BP Refining and Marketing Canada Limited, a corporation to be formed as part of a reorganization of BP which will own all of BP's refining and marketing assets and liabilities, for a consideration of \$348 000 000, subject to adjustment to reflect imputed interest. The agreement together with the proposed tender offer provides for the acquisition of all of the voting shares in 1983. The non-voting shares will be acquired during the period 1983 to 1985 and the agreement provides for an escalation of the purchase price for such shares in recognition of an interest factor. Funds for the acquisition will be provided from bank financing.

(ii) Other Commitments

In addition to commitments incurred in the ordinary course of business the Corporation is participating in the construction of an office complex in Calgary and is also participating in the construction of an offshore drilling vessel. These projects are being financed by mortgage borrowings. At December 31, 1982, the Corporation was committed to expend \$107 000 000 to complete these projects.

The Corporation has entered into long-term leases for the use of the above mentioned office complex and drilling vessel and has leased certain other offshore drilling vessels for periods of one to five years. The drilling vessels are used by the Corporation during the Canadian drilling season and the rentals are shared with joint venture participants. The drilling vessels are available for sublease when not required by the Corporation.

The minimum annual rentals under the above and other non-cancellable operating leases in each of the next five years is as follows:

1983 — \$313 000 000	1984 — \$329 000 000	1985 — \$203 000 000
1986 — \$146 000 000	1987 — \$112 000 000	

(b) Contingency

On January 9, 1980 Atlantic Richfield Company served the Corporation and a subsidiary with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause the subsidiary to pursue a monetary claim for \$12 039 000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of the subsidiary were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asked the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of \$20 000 000. Prior to trial the action against the subsidiary was discontinued.

The Court of Queen's Bench of Alberta held in favour of the Corporation and ruled against Atlantic Richfield Company in a Judgement dated October 27, 1982. Atlantic Richfield Company filed a Notice of Appeal in the Court of Appeal of Alberta on January 27, 1983.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

18. Subsequent Events

(a) Petro-Canada Enterprises Inc.

During the period January 1 to February 28, 1983 the Corporation purchased additional common shares of Enterprises for a consideration of \$374 000 000 which increased its interest to 96.6% of the outstanding common shares, pursuant to the April 18, 1981 tender offer which was open for acceptance until February 28, 1983 (Note 2). The funds for the purchases were provided from the revolving term loan (Note 7) and from cash held for investment, being funds received from the Canadian Ownership Account prior to December 31, 1982 for purposes of the 1983 share acquisition. The Corporation proposes to acquire the remaining 3.4% of the issued shares of Enterprises under the provisions of the Canada Business Corporations Act for an estimated additional consideration of \$62 000 000.

(b) BP Refining and Marketing Canada Limited

On February 28, 1983 the Corporation issued the tender offer for the acquisition of all of the shares of BP Refining and Marketing Canada Limited (Note 17).

(c) Capital

Subsequent to December 31, 1982 an appropriate Order in Council was issued in connection with the conversion by the Corporation of the non-interest bearing notes issued to December 31, 1982 into 12 451 common shares (Notes 10 and 11).

18. Événements postérieurs au bilan

(b) Passif éventuel:

Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à une filiale demandant que la Société agisse de sorte que la filiale intente une action en dommages-intérêts de 12 039 000 \$ contre le gouvernement de la Saskatchewan relativement à des versements effectués par la filiale en vertu de certaines lois de la Saskatchewan (lesquelles lois ont pu être déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de la filiale d'Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demandée à la cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et des dommages-intérêts généraux au montant de 20 000 000 \$. On a abandonné la poursuite contre la filiale avant l'audition de la cause.

La Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a opiné en faveur de la Société et a rendu décision contre Atlantic Richfield Company dans un jugement daté du 27 octobre 1982. Atlantic Richfield Company a déposé un avis d'appel à la Cour d'appel de l'Alberta le 27 janvier 1983.

La direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.

(a) Entreprises Petro-Canada Inc.

Au cours de la période du 1^{er} janvier au 28 février 1983, la Société a acheté des actions ordinaires additionnelles des Entreprises contre 374 000 000 \$, ce qui a porté sa participation à 96,6% des actions ordinaires en circulation, à la suite de l'appel d'offres du 18 avril 1981 qui était en vigueur jusqu'au 28 février 1983 (note 2). Les fonds ayant servi à ces achats provenaient de l'emprunt à terme rotatif (note 7) et de l'encaisse disponible pour placements, laquelle représente les fonds reçus du Compte de propriété canadienne antérieurement au 31 décembre 1982 en vue de l'acquisition d'actions de 1983. La Société projette d'acquiescer la tranche résiduelle de 3,4% des actions émises des Entreprises en vertu des dispositions de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes contre une somme additionnelle estimative de 62 000 000 \$.

(b) BP Refining and Marketing Canada Limited

Le 28 février 1983, la Société a lancé l'appel d'offres en vue de l'acquisition de toutes les actions de BP Refining and Marketing Canada Limited (note 17).

(c) Capital

Ultérieurement au 31 décembre 1982, l'arrêté-en-conseil nécessaire fut émis relativement à la conversion par la Société des billets ne portant pas intérêt émis au 31 décembre 1982 en 12 451 actions ordinaires (notes 10 et 11).

Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1981 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

Engagements et passif éventuel

(a) Engagements

(i) BP Refining and Marketing Canada Limited

Conformément à un accord conclu avec BP Canada Inc. ("BP") et British Petroleum Company p.l.c. en date du 29 octobre 1982, la Société a convenu de présenter une offre pour l'achat de toutes les actions de BP Refining and Marketing Canada Limited, une société devant être constituée lors de la restructuration de BP et qui possèdera tout l'actif et tout le passif de raffinage et de mise en marché de BP, en contrepartie de 348 000 000 \$, sous réserve de redressement pour refléter l'intérêt imputé. L'entente et l'appel d'offres projeté prévoient l'acquisition de toutes les actions donnant droit de vote en 1983. Les actions ne donnant pas droit de vote seront acquises au cours de la période de 1983 à 1985 et l'entente prévoit une augmentation du prix d'achat de ces actions en reconnaissance d'un facteur de participation. Cette acquisition sera financée par financement bancaire.

(ii) Autres engagements

En plus des engagements encourus dans le cours normal des affaires, la Société participe à la construction d'un nouvel immeuble à bureaux à Calgary, et elle participe aussi à la construction d'un navire de forage marin. Ces projets sont financés au moyen d'emprunts hypothécaires. Au 31 décembre 1982, la Société s'était engagée à dépenser 107 000 000 \$ pour achever ces projets. La Société a conclu des contrats de location à long terme pour l'utilisation de l'immeuble à bureaux et le navire de forage mentionnés plus haut et a loué certains autres navires de forage marin pour des périodes d'un à cinq ans. La Société utilise ces navires de forage au cours de la saison de forage canadienne et les loyers sont partagés avec les participants aux coentreprises. Les navires de forage peuvent être sous-loués lorsqu'ils ne sont pas utilisés par la Société.

Les loyers annuels minimaux en vertu des contrats de location-exploitation qui précèdent et en vertu d'autres contrats non résiliables sont les suivants pour chacun des cinq exercices à venir:

1983 — 313 000 000 \$	1984 — 329 000 000 \$	1985 — 203 000 000 \$
1986 — 146 000 000 \$	1987 — 112 000 000 \$	

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses entreprises.

	1982	1981		1982	1981
Ressources naturelles	4 857 756 \$	4 336 988 \$	638 169 \$	539 861	
Produits de pétrole raffiné	1 723 826	1 419 042	192 142	80 358	
Dérivés liquides du gaz naturel	158 482	154 175	1 790	2 498	
Autres	812 051	702 328	221 673	99 271	
	7 552 115 \$	6 612 533 \$	1 053 774 \$	721 988	
Eléments d'actif sectoriels	1982	1981	Dépenses en immobilisations	1982	1981

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre, et le montant de la dépense en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit:

	1982	1981		1982	1981
Ressources naturelles	626 465 \$	1 756 618 \$	263 282 \$	—	—
Produits de pétrole raffiné	—	—	—	(71 272)	—
Dérivés liquides du gaz naturel	—	—	—	—	—
Éliminations	—	—	—	—	—
Total	2 646 365	2 646 365		2 646 365	—
Ventes aux clients	626 465	1 756 618	263 282	—	—
Transferts intersectoriels	71 272	—	—	(71 272)	—
Total du revenu d'exploitation	697 737	1 756 618	263 282	(71 272)	—
Coût des produits et frais d'exploitation	181 893	1 538 250	167 489	(71 272)	—
Amortissement et épuiement	113 530	28 248	15 344	—	—
Taxes autres que les impôts sur le revenu	51 561	64 025	—	—	—
Total des frais d'exploitation	346 984	1 630 523	182 833	(71 272)	—
Bénéfice d'exploitation	350 753 \$	126 095 \$	80 449 \$	557 297	—
Intérêts et autres revenus	—	—	—	48 414	—
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	—	—	—	20 998	—
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration	—	—	—	(156 942)	—
Intérêt sur la dette à long terme	—	—	—	(35 446)	—
Autres intérêts	—	—	—	(5 303)	—
Provision pour impôts sur le revenu	—	—	—	(225 174)	—
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes des actions privilégiées de la filiale	203 844	—	—	(353 453)	—

Information sectorielle

La Société exerce son activité principalement dans les secteurs suivants:

Secteur commercial

Activités

Ressources naturelles

Produits de pétrole raffiné

Dérivés liquides du gaz naturel

Exploration, mise en valeur et mise en production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de terrain, de soufre, de sables bitumineux, de charbon et de minéraux.

Achat et vente de pétrole de provenance marine; raffinage de pétrole brut en produits du pétrole; distribution et mise en marché de ceux-ci et de produits du pétrole raffiné achetés.

Extraction de dérivés liquides du gaz naturel; transport, distribution et mise en marché de dérivés liquides du gaz naturel.

Les résultats d'exploitation par secteur commercial se présentent comme suit:

1982

	Ressources naturelles	Produits de pétrole raffiné	Dérivés liquides du gaz naturel	Éliminations	Total
Ventes aux clients	819 638 \$	2 205 696 \$	303 921 \$	—	3 329 255 \$
Transferts intersectoriels	87 766	—	—	(87 766)	—
Total du revenu d'exploitation	907 404	2 205 696	303 921	(87 766)	3 329 255
Coût des produits et frais d'exploitation	212 211	1 978 277	203 832	(87 766)	2 306 554
Amortissement et épuisement	178 592	51 912	19 492	—	249 996
Taxes autres que les impôts sur le revenu	109 069	87 703	—	—	196 772
Total des frais d'exploitation	499 872	2 117 892	223 324	(87 766)	2 753 322
Bénéfice d'exploitation	407 532 \$	87 804 \$	80 597 \$		575 933
Intérêt et autres revenus					31 286
Participation au bénéfice des sociétés affiliées					18 076
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration					(261 343)
Intérêt sur la dette à long terme					(50 232)
Autres intérêts					(6 597)
Gain à la vente d'une filiale					7 082
Provision pour impôts sur le revenu					(188 298)
Participation minoritaire					4 735
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes des actions privilégiées de la filiale					(445 291)
					130 642 \$

12. Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration

Au cours de 1982, la Société a mis en marche un programme de restructuration interne qui occasionnera consolidation des besoins en espace à bureaux et d'un certain nombre de fonctions administratives et d'exploitation. Les frais généraux et frais de mise en marché et d'administration de 1982 comprennent les frais estimatifs afférents à ce programme, au montant de 38 500 000 \$.

13. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de 188 298 000 \$ (1981 — 225 174 000 \$) représente un taux réel de 59,9% (1981 — 52,5%) sur le bénéfice avant impôts de 314 205 000 \$ (1981 — 429 018 000 \$). La provision a été calculée comme suit:

	1982	1981
Bénéfice avant impôts sur le revenu	314 205 \$	429 018
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	289 240	264 392
Déductions fédérales		
Déduction au titre de ressources	(191 125)	(152 619)
Epuisement fiscal	(86 373)	(88 152)
Déduction au titre de la recherche scientifique	(2 006)	(14 078)
Déduction pour inventaire	(18 459)	(3 147)
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	84 099	65 923
Impôt sur le revenu de pétrole et de gaz	97 546	52 103
Revenu pétrolier additionnel non imposable	(29 174)	(20 998)
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(18 076)	—
Impôts sur le revenu pétrolier additionnel	10 810	13 556
Intérêts non déductibles des débetures bancaires à intérêt conditionnel	7 392	7 043
Autres	3 921	553 043
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadiens fédéral et provinciaux à 49,5% (1981 — 50,2%)	228 690	277 628
Déduire rabais et crédits fiscaux		
Programme de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu	(15 980)	(14 060)
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement	(24 412)	(38 394)
Provision pour impôts sur le revenu	188 298 \$	225 174

14. Régime de retraite

La valeur actuelle de toutes les obligations non capitalisées au titre des services antérieurs, selon une évaluation actuarielle des régimes de retraite de la Société est d'environ 42 000 000 \$ au 31 décembre 1982. Toutes les prestations gagnées, y compris celles acquises, au 31 décembre 1982 sont entièrement capitalisées.

Capital

Autorisé:

Au cours de 1982, le capital autorisé de la Société a été augmenté par une modification à la Loi créant Petro-Canada. Globalement, le capital autorisé est le suivant:

(a) Actions ordinaires d'une valeur nominale de 100 000 \$ chacune

(i) 55 000 actions ordinaires

(ii) actions ordinaires émises relativement aux fonds reçus par la Société du Compte de propriété canadienne créé par le Vote 5c de la Loi d'appropriation No 4, 1980-81, et

(iii) actions ordinaires émises lors de l'acquisition par la Société du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., anciennement détenu par le gouvernement du Canada.

(b) Actions privilégiées émises au gouvernement du Canada; ces actions et tous les emprunts obtenus, et en cours, du Fonds consolidé du revenu du gouvernement du Canada ne doivent pas dépasser 1 000 000 000 \$.

Émis (au gouvernement du Canada):

1982		1981	
Nombre d'actions	Contrepartie	Nombre d'actions redressé	Contrepartie
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	6 000	5 800	580 000 \$
Au comptant	2 770	—	—
En contrepartie des fonds reçus du Compte de propriété canadienne (note 11)	12 451	—	—
En contrepartie des actions de Panarctic Oils Ltd.	—	200	20 000
Solde à la fin de l'exercice	21 221	6 000	600 000 \$
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	864 771 853	423 799 853	423 800 \$
Au comptant	108 000 000	440 000 000	440 000
En contrepartie des actions de Panarctic Oils Ltd.	—	972 000	972
Solde à la fin de l'exercice	972 771 853	864 771 853	864 772 \$

Les actions privilégiées ont une valeur au pair de 1 \$ chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux de dividende déclaré et le dividende n'est pas cumulatif.

1. Surplus d'apport

Les billets convertibles ne portant pas intérêt, émis au gouvernement du Canada en reconnaissance des fonds reçus du Compte de propriété canadienne, ont été convertis en actions ordinaires de la Société. Ces actions ont été émises avec prime de 137 348 000 \$ aux fins précises de créer un surplus d'apport égal aux frais de financement engagés relatifs à la portion de l'emprunt à terme rotatif qui est remboursée à même les fonds reçus du Compte de propriété canadienne (notes 7 et 10). Ces frais de financement, moins les impôts sur le revenu reportés de 60 744 000 \$, ont été débités à ce surplus d'apport.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son droit de rachat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à 100 \$ US chacune, plus les dividendes accumulés. Ces droits passent de 60 000 000 \$ US en 1984 à 170 000 000 \$ US en 1994.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de la filiale, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux interbanques des eurobanques de Londres. Le taux de dividende était d'environ 6% par an le 31 décembre 1982.

Les actions privilégiées émises par une filiale consistent en 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à 100 \$ US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

9. Actions privilégiées émises par une filiale

	1982	1981
Panarctic		
Actions ordinaires	135 338	—
Participation au bénéfice	(4 735)	—
Entreprises	130 603	—
Actions ordinaires	436 342	787 450
	566 945	787 450

La participation minoritaire dans les filiales se présente comme suit:

8. Participation minoritaire dans les filiales

1983 — 73 286 000 \$	1984 — 42 643 000 \$	1985 — 36 199 000 \$
1986 — 22 116 000 \$	1987 — 17 987 000 \$	

Le remboursement de la dette à long terme dans chacun des cinq exercices à venir est le suivant:

Remboursement de la dette à long terme
par la Société du Compte de propriété canadienne.
Une portion importante des fonds tirés en 1983 mentionnés ci-haut seront remboursés par des fonds reçus aux emprunts en dollars canadiens et en dollars US se chiffraient à environ 13% et 10% respectivement. L'emprunt à terme porte intérêt à des taux variables. Le 31 décembre 1982, les taux d'intérêt applicables

montant de 56 584 000 \$ US.
terme au 31 décembre 1982 comprenait un montant de 67 714 000 \$ remboursable en dollars US au
elle prévoyait tirer environ 287 000 000 \$ en 1983 pour compléter l'acquisition. Le solde de l'emprunt à
décembre 1982, la Société avait en cours des emprunts de 79 969 000 \$ en vertu de cet accord de crédit et
1 500 000 000 \$ CAN ou l'équivalent en \$ US afin de financer l'acquisition des Entreprises. Au 31
La Société bénéficie d'un accord de crédit rotatif, qui prend fin le 30 juin 1984, d'une valeur de

Emprunt à terme rotatif

ou d'engager le placement que la Société possède dans une filiale, Petro-Canada Exploration Inc.
soit sur l'actif de la Société, il existe tout de même certaines restrictions quant à la possibilité d'aliéner
Bien que les déventures bancaires à intérêt conditionnel ne soient pas garanties par quelque lien que ce
portent intérêt à environ la moitié du taux d'intérêt préférentiel de la banque, tel que déclaré de temps à
autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié
aux déventures bancaires à intérêt conditionnel.

Déventures bancaires à intérêt conditionnel

Charges reportées

Les charges reportées comportent:

1982	1981
32 901 \$	15 652 \$
4 304	3 545
28 597	12 107
22 213	17 515
16 868	16 397
1 806	6 153
—	19 489
26 006	9 836
270	364
95 760 \$	81 861 \$

Au prix coûtant
Coût d'enlèvement du mort-terrain des sables

bitumineux
Moins portion afférente aux sables bitumineux qui seront exploités

Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique
Projet Gaz polaire
Autres
Projet de pétrole lourd et de sables pétroliers

Au coût amorti
Programme de mise en marché
Frais d'émission de la dette

Dettes à long terme

La dette à long terme comporte:

Echéance	1982	1981
En dollars canadiens		
Emprunts non garantis portant intérêt du taux		
préférentiel au taux préférentiel	1985-1990	40 000 \$
majoré de ½%	1983	90 000
Débitures bancaires à intérêt conditionnel	1985	20 692
Billets à ordre, portant intérêt au taux	1984	161 614
préférentiel	1983-1997	5 741
Emprunt à terme rotatif	1984	461 767
Autres emprunts et obligations à long terme		
Billets convertibles (note 11)		
En dollars américains		
Emprunt à terme rotatif (56 584 000 \$ U.S.)	1984	405 215
Billets non garantis 9% (52 500 000 \$ U.S.)	1996	66 641
Billets non garantis 8,45% (25 000 000 \$ U.S.)	1987	35 545
Billets non garantis 5,25% (14 300 000 \$ U.S.)	1985	21 747
Hypothèques 5,75% à 6,25% (2 541 000 \$ U.S.)	1988	3 811
Moins le capital échéant d'ici un an		
	257 400 \$	1 239 638 \$

Au 31 décembre 1982, la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de 178 195 000 \$ (1981 — 168 649 000 \$).

Canertech Inc.

La Société a constitué Canertech Inc. à titre de filiale en propriété exclusive afin de rechercher des sources d'énergie de rechange au Canada. Le gouvernement canadien a fait connaître son intention de transformer Canertech Inc. en société de la Couronne autonome et d'acheter le placement de la Société au prix coûtant. Les comptes de Canertech Inc. n'ont donc pas été inclus dans les états financiers consolidés du fait que la Société n'exerce qu'un contrôle provisoire sur elle.

Au cours de 1982, la Société a reçu 20 000 000 \$ du gouvernement canadien en remboursement des avances accordées antérieurement par la Société à Canertech Inc. Le placement de la Société en actions ordinaires de Canertech Inc. est inscrit aux livres au coût de 1 \$.

5. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1982	1981
Amortissement et épuisement accumulé	Coût	Net
Pétrole et gaz		
Au Canada		
— Hors des régions éloignées.....	3 347 491 \$	2 809 520
— Régions éloignées.....	783 058	384 465
À l'étranger.....	97 285	95 912
Sables bitumineux		
Projet Syncrude et concessions afférentes.....	514 785	478 236
Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant.....	175 547	115 476
Raffinage et mise en marché.....	998 526	790 970
Dérivés liquides du gaz.....	135 265	115 680
Pipelines et autres immobilisations.....	295 925	121 128
	<u>6 347 882 \$</u>	<u>4 911 387</u>
	732 881 \$	5 615 001 \$
	30 788	265 137
	82 469	916 057
	24 349	110 916
	30 731	144 816
	37 415	477 370
		69 165
		673 293
		2 958 247 \$
		2 809 520
		384 465
		95 912

résultats d'exploitation de Panarctic sont inclus dans les présents états financiers depuis cette date. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode pur et simple; le détail de l'acquisition se présente comme suit au 31 décembre 1982:

Valeur comptable de l'actif acquis	357 443 \$
Valeur comptable du passif pris en charge	(67 573)
	<u>289 870</u>
Participation minoritaire aux actions ordinaires au 31 décembre 1982	(135 338)
Coût de l'acquisition au 31 décembre 1982	<u>154 532 \$</u>
Le coût de l'actif net acquis se rapprochait de la valeur comptable nette de celui-ci.	

Stocks

Les stocks se composent de:

Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	641 527 \$
Matériel et fournitures	113 764
	<u>755 291 \$</u>
	<u>474 017 \$</u>
	1981

Placements

Les placements de la Société comprennent:

A la valeur de consolidation	175 248 \$
Westcoast Transmission Company Limited	170 716 \$
Panarctic Oils Ltd. (note 2)	150 702
Autres	25 978
Au coût	31 549
Encaisse disponible pour placements (note 18)	70 555
Hypothèques et autres placements	17 776
Canertech Inc.	20 000
	<u>383 875 \$</u>
	<u>295 128 \$</u>
	1981

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1982, la Société détenait 31,3% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast").

La valeur attribuée au placement dans Westcoast lorsqu'il a été acquis par la Société et le coût des achats d'actions subséquents excèdent la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de 33 388 000 \$. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût de service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en compte dans le processus de réglementation.

2. Acquisitions

(a) Entreprises Petro-Canada Inc.

Au cours de 1982, la Société a augmenté sa part des actions ordinaires en circulation des Entreprises Petro-Canada Inc. ("Entreprises"), anciennement Petrofina Canada Inc., de 55,7% au 31 décembre 1981 à 76,2% au 31 décembre 1982. Les actions additionnelles ont été acquises au coût de 350 308 000 suite à l'appel d'offres fait par la Société le 18 avril 1981 en vue d'acheter au comptant à 120 \$ l'actif sous réserve de redressements résultant des intérêts et du versement de dividendes, toutes les actions en circulation des Entreprises. L'offre prendra fin le 23 février 1983, à moins qu'elle ne soit prolongée.

En 1981, les actionnaires des Entreprises ont approuvé la vente à la Société de sensiblement tous les éléments d'actif net des Entreprises en contrepartie de valeurs mobilières émises par une filiale de la Société. Les valeurs mobilières sont estimées à 1 612 150 000 \$, soit l'équivalent de 120 \$ par action ordinaire des Entreprises, après redressement pour tenir compte du montant estimatif des intérêts imputés et des dividendes versés sur les actions ordinaires des Entreprises non encore achetées par la Société.

L'offre d'achat et l'acquisition de l'actif des Entreprises constituent une transaction intégrée qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple. Le détail de l'acquisition se présente comme suit au 31 décembre 1982:

Valeur comptable de l'actif acquis	1 070 900
Valeur comptable du passif pris en charge	(508 480)
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif net acquis:	562 420

Propriétés pétrolières et gazéifères	486 989 \$
Raffinage et mise en marché	509 802
Sables bitumineux	7 838
— Projet Synchrude	45 100
— Autres concessions de sables bitumineux	1 049 729

Valeur attribuée de l'actif net acquis au 31 décembre 1982	1 612 150
Participation minoritaire au 31 décembre 1982 (note 8)	(436 342)
Coût de l'acquisition au 31 décembre 1982	1 175 808

Cette acquisition a été financée au moyen de capitaux obtenus par voie d'un emprunt à terme rotatif (note 7). La participation minoritaire est présentée, conformément aux conditions de l'offre du 18 avril 1981 et de l'approbation des actionnaires de 1981 mentionnées ci-dessus, au coût d'acquisition estimatif de toutes les actions ordinaires en circulation des Entreprises non déjà détenues par la Société. Les capitaux nécessaires à l'acquisition de ces actions seront également obtenus par voie de l'emprunt à terme rotatif.

(b) Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1982, la Société a acquis des actions ordinaires additionnelles de Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic") en contrepartie des dépenses d'exploration engagées, ce qui a eu pour effet d'augmenter sa participation à 53,8% des actions ordinaires en circulation le 31 décembre 1982. À compter du 1^{er} mai 1982 la Société a comptabilisé son placement dans Panarctic sur une base consolidée, et les

- Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchronude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement sur la base des volumes de production. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont imputées aux résultats selon le principe énoncé au paragraphe précédent.
- L'amortissement des immobilisations, sauf comme il est noté ci-dessus, se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire annuel varie de 2,5% à 25,0%.
- Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.
- La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.
- (f) Charges reportées
- Les coûts relatifs à l'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux qui feront l'objet d'exploitation dans les années à venir sont reportés et seront imputés aux résultats lorsque les dits sables bitumineux seront exploités.
- La Société reporte les coûts engagés pour les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement à des activités de transport, de production et à d'autres projets. Lorsque l'on a terminé les études menant au lancement d'un projet ou à l'amélioration d'un projet existant, les dépenses connexes sont virées aux immobilisations et imputées aux résultats sur la vie utile estimative du projet ou, autrement, tous les coûts connexes sont imputés aux résultats à ce moment.
- Certains des coûts relatifs au programme de mise en marché de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.
- Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette. L'amortissement est inclus avec l'intérêt sur la dette à long terme à l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis.
- (g) Programme canadien de remplacement du pétrole
- En vertu du programme de remplacement du pétrole, le gouvernement fédéral assume une part des frais reliés au pétrole consommé au Canada au profit des importateurs admissibles pourvu que ceux-ci maintiennent les prix de certains produits en deçà des niveaux recommandés par le gouvernement. La compensation versée en vertu du programme est inscrite comme une réduction des achats de pétrole brut et de produits.
- (h) Impôts sur le revenu
- La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers. La Société comptabilise les crédits d'impôt à l'investissement selon la méthode d'imputation à l'exercice.
- (i) Régime de retraite
- Les coûts des prestations de retraite au titre des services courants sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accumulent. Les coûts des services passés, découlant de modifications apportées au régime, et les insuffisances sont capitalisés en conformité de la législation pertinente régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1982

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada, un agent de sa Majesté du chef du Canada, et de toutes ses filiales (la "Société") à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 4.

L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

(b) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus aux résultats. L'actif à long terme, le passif à long terme et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation contractée ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'amortissement, corporel et incorporel, et de l'épuisement qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

(c) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(d) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploitation et à l'exploitation des réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexplorés, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploitation.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt.

Les coûts engagés dans le centre de coûts des régions du Canada autres que les régions éloignées sont amortis dans la proportion que le revenu courant représente par rapport au revenu estimatif des réserves de pétrole et de gaz prouvées. Les coûts engagés dans les centres de coûts des régions éloignées du Canada sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. La ou l'exploration se révèle fructueuse, par exemple, la ou des réserves de qualité commerciale sont mises à jour, l'amortissement cessera et le solde non amorti du centre de coûts sera épuisé au rendement lorsque débutera la production. La ou les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs, et où le centre de coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de ce centre de coûts sera alors imputé aux résultats.

État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1982

(en millions de dollars)

1982	1981
Provenance du fonds de roulement	
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes	
des actions privilégiées d'une filiale	
Ajouter les postes n'affectant pas le fonds de roulement	
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	500 271
Produit de l'émission d'actions	1 767 448
Produit de l'émission de titres de dette à long terme	1 338 491
Subventions en vertu du programme d'encouragements pétroliers	299 892
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	63 430
Produit de la vente d'une filiale	29 148
Fonds de roulement acquis à l'acquisition d'une filiale	16 253
4 014 933	2 648 013
Utilisation du fonds de roulement	
Réduction de la dette à long terme	2 345 549
Acquisition d'immobilisations	974 096
Acquisition de participation minoritaire dans des filiales	351 108
Dividendes d'actions privilégiées versés par une filiale	120 082
Augmentation des placements, net	61 954
Frais de financement reportés	36 157
Augmentation des charges reportées, net	17 724
Acquisition des Entreprises Petro-Canada Inc.	—
Augmentation du fonds de roulement	3 906 670
Fonds de roulement au début de l'exercice	108 263
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	685 299
793 562 \$	685 299 \$

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1982
(en milliers de dollars)

Revenus	
Exploitation	3 329 255 \$
Intérêts et autres revenus	31 286
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	18 076
Frais	3 378 617
	2 715 77
Achat de pétrole brut et de produits	1 950 337
Production et raffinage	356 217
Amortissement et épuisement	249 996
Frais généraux et frais de mise en marché et d'administration (note 12)	261 343
Taxes autres que les impôts sur le revenu	196 772
Intérêt sur la dette à long terme	50 232
Autres intérêts	6 597
Bénéfice avant les postes ci-dessous	3 071 494
Gain à la vente d'une filiale	307 123
	7 082
Provision pour impôts sur le revenu (note 13)	314 205
Reportés	135 073
Exigibles	53 225
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes	188 298
Participation minoritaire	125 907
	4 735
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées d'une filiale	130 642
Dividendes des actions privilégiées d'une filiale (note 9)	120 082
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées d'une filiale	10 560
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	175 672
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	186 232 \$

1981	1982
2 646 36	2 715 77
48 41	31 286
20 99	18 076
1 541 92	3 378 617
274 44	356 217
157 12	249 996
156 94	261 343
115 58	196 772
35 44	50 232
5 30	6 597
2 286 75	3 071 494
429 01	307 123
—	7 082
429 01	314 205
175 278	135 073
49 896	53 225
225 174	188 298
203 844	125 907
—	4 735
203 844	130 642
138 971	120 082
64 873	10 560
110 799	175 672
175 672	186 232 \$

Passif à court terme

Comptes-fournisseurs et frais courus

Impôts sur le revenu à payer

Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an

Dette à long terme (note 7)

Avances sur les livraisons futures de gaz naturel

Impôts sur le revenu reportés

Participation minoritaire dans des filiales (note 8)

Options privilégiées émises par une filiale (note 9)

Voir de l'actionnaire

Capital (note 10)

Actions privilégiées

Actions ordinaires

Surplus d'apport (note 11)

Bénéfices non répartis

Engagements et passif éventuel (note 17)

1982	1981
650 751 \$	426 523 \$
28 627	10 006
73 286	73 135
752 664	509 664
257 400	1 239 638
124 326	60 896
1 044 557	910 066
566 945	787 450
1 464 375	1 464 375

972 772	864 772
2 122 100	600 000
3 094 872	1 464 772
60 744	—
186 232	175 672
3 341 848	1 640 444

7 552 115 \$

6 612 533 \$

Bilan consolidé

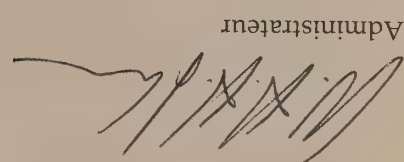
au 31 décembre 1982

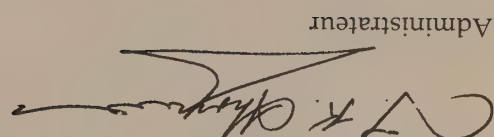
(en milliers de dollars)

Actif

	1982	1981
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	28 896 \$	115 533
Comptes-clients	749 602	587 438
Stocks (note 3)	755 291	474 070
Dépôts et frais payés d'avance	12 437	17 900
	<u>1 546 226</u>	<u>1 194 960</u>
Placements (note 4)	295 128	383 870
Immobilisations, montant net (note 5)	5 615 001	4 911 380
Charges reportées (note 6)	95 760	81 860
Frais de financement reportés (note 11)	—	40 440

Approuvé au nom du conseil d'administration


Administrateur


Administrateur

7 552 115 \$

6 612 533

Peat, Marwick, Mitchell & Co

Calgary, Canada
25 février 1983, sauf pour
note 18 qui est en date du
mars 1983

ous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1982, ainsi que les états consolidés
résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à
te date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement
connues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires
us les circonstances.
notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31
décembre 1982, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour
exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même
anière qu'au cours de l'exercice précédent.
ous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis,
Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre
naissance étaient de la compétence de la Société.

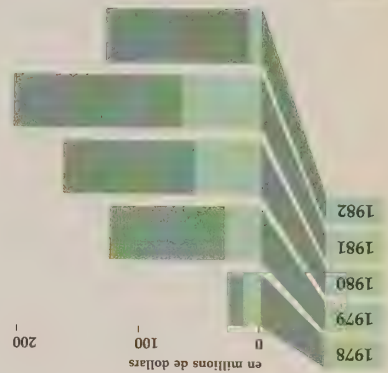
Peat, Marwick, Mitchell & Co

L'honorable Jean Chrétien, C.P., député
ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada

Ottawa, Canada

Bénéfice

Le bénéfice avant impôts s'est chiffré à 314 200 000 \$, en baisse de 114 800 000 \$ ou 26,8 pour cent sur 1981. Le bénéfice de 1982 comprend un gain de 7 100 000 \$ réalisé à la vente d'une filiale américaine qui avait été acquise en 1978 lors de l'achat de Pacific Petroleum Ltd. La provision pour impôts sur le revenu de 188 300 000 \$ ainsi que la participation minoritaire se traduisent par un bénéfice net avant dividendes d'actions privilégiées de 130 700 000 \$, soit une diminution de 73 200 000 \$ ou 35,9 pour cent en 1981. Après le versement des dividendes d'actions privilégiées de 120 100 000 \$, le bénéfice net de l'exercice se chiffre à 10 600 000 \$ contre 64 900 000 \$ en 1981.



Bénéfice net avant dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale

Bénéfice net après les dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale

Dépenses en

immobilisations

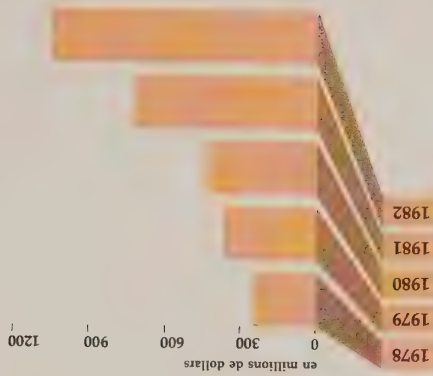
Les dépenses en immobilisations sont passées de 722 000 000 \$ l'an dernier à 1 053 800 000 \$ en 1982 et ont comporté:

Exploration et exploitation de pétrole et de gaz	581,0 \$
Raffinage et mise en marché	172,9
Placements	62,0
Projets des sables bitumineux	50,3
Charges reportées (principalement les coûts d'enlèvement du mort-terrain des sables pétroliers, le programme de mise en marché et le GNL de l'Arctique)	17,7
Divers	169,9
	<u>1 053,8 \$</u>

Ces dépenses ont été financées par les fonds disponibles provenant de l'exploitation, par le produit de l'émission d'actions et par le Programme d'encouragements pétroliers du gouvernement.

Dépenses en

immobilisations



Actif net

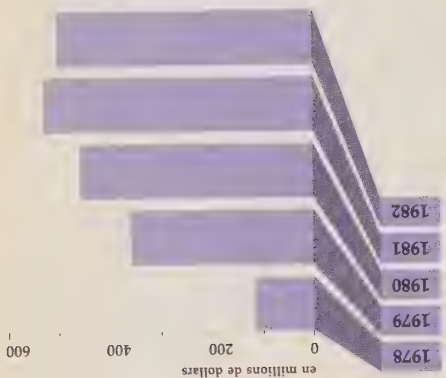
L'actif consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1982 se chiffrait à 7 552 100 000 \$ et comprenait: à court terme, 1 546 200 000 \$; placements (principalement Westcoast Transmission et encaisse détenue pour compléter l'achat de Petrofina), 295 100 000 \$; immobilisations, 5 615 000 000 \$; charges reportées (surtout les coûts d'enlèvement du mort-terrain des sables pétroliers de Suncrude, et des études de faisabilité), 95 800 000 \$. On a déduit de l'actif consolidé 2 745 900 \$ pour le passif, les impôts sur le revenu reportés et participation minoritaire dans ses filiales, de même que 1 464 400 000 \$ pour les actions privilégiées émises par Petro-Canada Exploration Inc., ce qui nous donne un actif net de 3 341 800 \$, soit l'avoir du gouvernement du Canada dans la Société. Ce placement consiste en actions privilégiées de 972 800 000 \$, en actions ordinaires de 2 122 100 000 \$, tandis que le surplus d'apport et les bénéfices non répartis comptent pour 246 900 000 \$.

hausse des dépenses affectées aux achats de pétrole brut et de produits à des prix accrus, une augmentation des frais généraux, des frais de mise en marché, et d'administration et une augmentation des taxes sur les recettes gazières et pétrolières.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation, de 500 300 000 \$, sont en baisse de 26 700 000 \$ ou 5 pour cent sur les 527 000 000 \$ comptabilisés en 1981. Les fonds provenant de l'exploitation se composent du bénéfice avant dividendes de 130 700 000 \$ plus les postes ne demandant pas de sorties de fonds (principalement les impôts sur le revenu reportés, l'amortissement et l'épuisement) de 369 600 000 \$.

Fonds provenant de l'exploitation

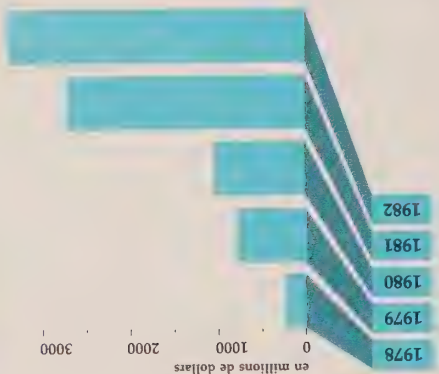


Le revenu d'exploitation de 3 329 300 000 \$ est de 682 900 000 \$ supérieur au revenu de 2 646 400 000 \$ comptabilisé en 1981. La principale raison réside dans l'inclusion des opérations de raffinage et de mise en marché de l'ancienne Petrofina pour l'exercice entier en 1982. Le reste de l'augmentation s'explique principalement par la hausse des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des dérivés liquides du gaz naturel, dont la production et le volume des ventes sont demeurés à peu près semblables à ceux de 1981. Les revenus d'intérêt et revenus divers de 31 300 000 \$ proviennent principalement du placement d'un surplus temporaire d'encaisse. La Société a réalisé un bénéfice de participation de 18 100 000 \$, tire principalement de son placement dans Westcoast Transmission Company Limited.

Revenus

revenus de 1982 présentent hausse importante sur ceux 1981. Les fonds générés par exploitation ont toutefois été réduits légèrement, tout comme bénéfice net. Le bénéfice d'exploitation tiré de la production pétrolière et gazière est de 3 329 300 000 \$, tout un coup supérieur en 1982, tout me dans le reste de l'industrie, le bénéfice d'exploitation de la vente de produits de pétrole raffiné accuse une baisse la demande réduite a mené à des capacités excédentaires et à des dépenses en immobilisations atteints un sommet en 1982, le volume des ventes sont demeurés à peu près semblables à ceux de 1981. Les revenus d'intérêt et revenus divers de 31 300 000 \$ proviennent principalement du placement d'un surplus temporaire d'encaisse. La Société a réalisé un bénéfice de participation de 18 100 000 \$, tire principalement de son placement dans Westcoast Transmission Company Limited.

Revenu total



Frais

Les frais se sont chiffrés à 3 071 500 000 \$, contre 2 286 800 000 \$ en 1981, hausse encore une fois due à l'inclusion de l'exploitation de l'ancienne Petrofina pour l'exercice 1982 entier. Parmi les autres facteurs importants ayant contribué à augmenter les frais, on compte la

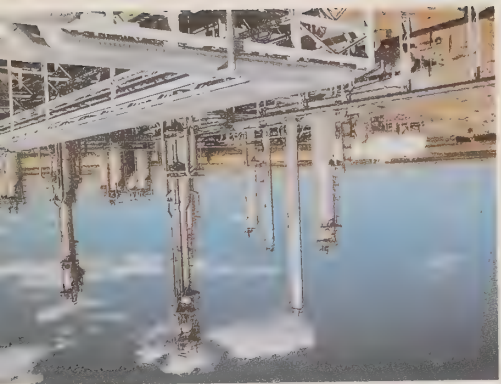
Revue financière

production de produits
à la raffinerie de Montréal
de 4 033 000 mètres cubes
1982 par rapport à 3 907 000
res cubes, l'année précédente.
production pétrochimique, une
plus importantes au Canada,
teint 380 000 mètres cubes par
par rapport à 365 000 mètres
es en 1981. Cette hausse de la
duction pétrochimique a été
isée en dépit de la récession
nomique mondiale et du
ntissement général dans
industrie.

me par le passé, la raffinerie a
té la conservation énergétique
priorité importante. Des
sures adoptées depuis 1973 lui
: permis de réduire sa
somation de mazout de 37
cent sur une base équivalente.
ant à la raffinerie Taylor, la
duction totale y a augmenté,
éignant 972 000 mètres cubes
1982 par rapport à 744 000
1981.
Société a également rempli le
d'agent du Gouvernement
Canada pour importer du
trole brut du Mexique pour les
ffineurs de la région de Montréal
r une base non lucrative. Les
400 mètres cubes de pétrole par
ur ont augmenté les revenus
venant de l'exploitation et
mpensé les frais pour environ
9 millions de dollars.

La Petroleum Transmission
Company Ltd. (PTC) est une filiale
qui appartient entièrement à
Petro-Canada. Les installations de
la PTC consistent en un gazoduc
de 168,3 millimètres de diamètre et
de 933 kilomètres de longueur,
ainsi qu'en six stations de
pompage connexes pour déplacer
le propane et le butane de l'usine
de Empress vers Winnipeg.
Petro-Canada exploite ces
installations de la PTC ainsi que
plusieurs terminaux de vente de
propane qu'elle possède le long
du gazoduc. L'un des projets
importants pour le pipeline en
1982 a été la valorisation complète
du système de contrôle par
ordinateur qui rendra les
opérations plus fiables et plus
efficaces.

Dans la région de Régina,
Petro-Canada possède une caverne
de sel pour entreposer environ
150 000 mètres cubes de propane
et peut également utiliser
un entrepôt de location pour le
propane et le butane. La PTC et
les installations connexes ne
transportent que les produits
de Petro-Canada, et au cours
de 1982, elles ont fonctionné
à leur quasi-capacité.



gaz naturel
l'Alberta.

En même temps, Petro-Canada entreprenait la rénovation de 238 stations-service vieillissantes en Ontario, au Québec et dans les Provinces maritimes. En plus de moderniser ces stations, on a également standardisé l'équipement de service et augmenté l'accessibilité aux stations pour les personnes handicapées.

Deux contrats pour fournir des produits pétroliers à des firmes de la région de l'Atlantique ont aidé à accroître la présence commerciale de la Société dans cette région du pays. Une entente pour fournir du mazout pour avions et des services de transport et d'entreposage, a été signée avec une compagnie privée qui exploite un terminal aérien à St-Jean (Terre-Neuve), et un autre à Halifax. Petro-Canada a également acquis un intérêt de 49 p. cent dans Harvey's Oil Ltd., de Terre-Neuve, qui est distributeur intérieur de fuel dans la région de St-Jean. Cet achat a marqué l'arrivée de la Société dans le réseau de détail du mazout dans cette province.

Petro-Canada a ouvert ses premières installations de gaz propane pour véhicules à Winnipeg (Manitoba) et à Calgary (Alberta). Au début de 1983, on a ouvert d'autres stations du genre à Vancouver et à Edmonton. On croit que ce service sera étendu à d'autres régions du pays afin de satisfaire la demande croissante en faveur du propane.

En moyenne, les deux raffineries de Montréal et de Taylor ont respectivement utilisé leurs installations à une capacité de 86 et de 88 p. cent, soit à un taux plus élevé que celui de l'industrie dans l'ensemble en 1982.

Raffinage

Petro-Canada possède et exploite deux raffineries, une à Montréal (Québec), et l'autre à Taylor (Colombie-Britannique), ainsi qu'une usine de gaz naturel à Empress (Alberta).

En moyenne, les deux raffineries de Montréal et de Taylor ont respectivement utilisé leurs installations à une capacité de 86 et de 88 p. cent, soit à un taux plus élevé que celui de l'industrie dans l'ensemble en 1982.

Petro-Canada possède et exploite deux raffineries, une à Montréal (Québec), et l'autre à Taylor (Colombie-Britannique), ainsi qu'une usine de gaz naturel à Empress (Alberta).

En moyenne, les deux raffineries de Montréal et de Taylor ont respectivement utilisé leurs installations à une capacité de 86 et de 88 p. cent, soit à un taux plus élevé que celui de l'industrie dans l'ensemble en 1982.

On a également poursuivi les travaux de design d'une usine pouvant valoriser l'excédent de pétrole lourd au moyen du processus CANMET. La Société a l'intention de démontrer la rentabilité de cette nouvelle technologie en visant sa distribution à l'échelle mondiale. Le coût de l'usine pouvant produire 800 mètres cubes par jour est évalué à 135 millions de dollars; l'usine devrait être mise en marche en 1985. Le processus d'hydrocraquage CANMET a été initialement mis au point par le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

réaction positive des
consommateurs à l'endroit des
stations-service Petro-Canada a été
un des points saillants de
l'activité de la Société en 1982.
L'augmentation des ventes
provenant de l'expansion du
niveau dans les provinces de l'Est
canadien a reflété le succès connu
par la Société lorsqu'elle
a introduit le nom Petro-Canada
dans les provinces de l'Ouest
en 1980.

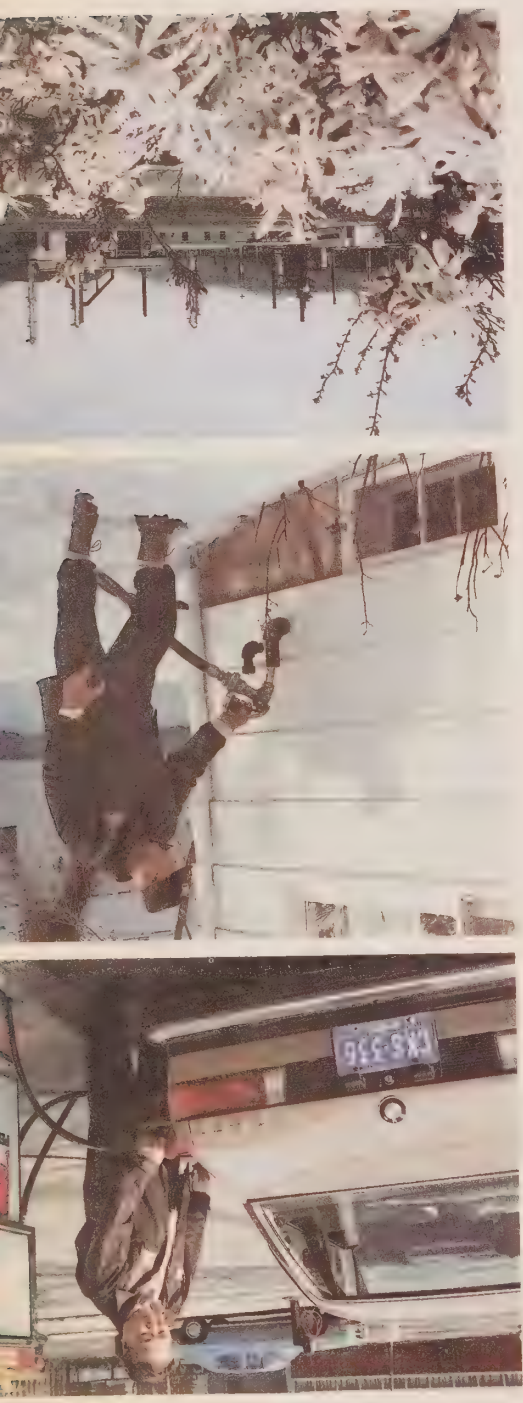
Marketing

Petro-Canada devenait en 1982 la
première société d'appartenance
diennne à posséder un réseau
national de raffinage et de
marketing. Terre-Neuve était la
seule province du Canada
à ne pas avoir Petro-Canada
avant qu'il ne soit introduit.
Le climat économique prévalant
sur le marketing et le raffinage a
été touché par un ralentissement
économique important, un déclin
constant de la demande en
sur des produits pétroliers et,
conséquent, un excédent de
capacité de raffinage qui résulte
de marchés de gros et de détail
concurrence. La Société a
intensifié ses efforts pour
améliorer l'efficacité et la
productivité globales dans ce
texte économique. La réponse
publique canadienne au
programme de commercialisation
de l'essence au détail de
Petro-Canada a été des plus
encourageantes. En effet, les
ventes aux stations-service de
Petro-Canada ont été plus élevées
en 1982 qu'en 1981, en dépit d'un
clin général pour l'industrie,
tout en Ontario et au Québec.

En dépit de la forte concurrence
dans les stations-service
Petro-Canada ont augmenté de 11
p. cent dans l'Est du Canada et
de 4 p. cent à l'échelle nationale,
tandis qu'elles diminuaient de 9
p. cent respectivement
pour l'industrie, par rapport aux
ventes de 1981. Comme résultat, la
part de Petro-Canada dans le
marché national a augmenté de
6,4 p. cent en 1981 à 8,7 p. cent
en 1982.

Souhaitons un autre facteur
positif de croissance: la grande
demande de cartes de crédit
Petro-Canada, qui a augmenté de
49 p. cent dans l'Est du Canada
et de 14 p. cent à l'échelle
nationale, comparativement à
l'année précédente.

On a pratiquement complété en
juin la conversion du réseau
Petrofina, y compris les 949
débouchements de détail, à l'identité
Petro-Canada. Les ventes des
stations-service ont augmenté à
mesure que s'effectuait le
changement d'identification et
elles ont continué d'augmenter
avec la première campagne
publicitaire nationale de la
Société.





Les Produits Petro-Canada

Petro-Canada est la seule
société énergétique canadienne
intégrée d'envergure nationale.
Son réseau de marketing au
détail s'étend de l'océan à l'autre,
deux raffineries et un intérêt
conjoint de participation dans
une troisième, ont augmenté
la part de Petro-Canada dans
le marché de détail tout en
laidant à financer les travaux
d'exploration plus coûteux des
régions nouvelles.

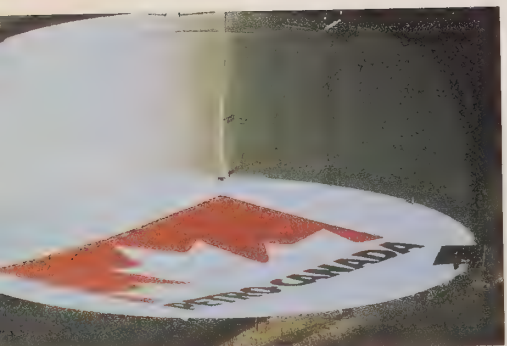
du pilote de la technologie d'hydrocraquage CANMET.

Charbon

Le projet de charbon Kipp, situé au nord-ouest de Lethbridge (Alberta), a été mis à l'écart et en maintenance pour deux ans, d'ici le règlement de l'engagement relatif au transport par chemin de fer. On avait complètement ignoré les études touchant la faisabilité économique et l'exploitation minière; les tests ont révélé que le charbon obtenu était rentable.

Un autre projet houiller, Monkman Coal, situé à 120 kilomètres au sud-ouest de Dawson Creek, a reçu de l'approbation provinciale pour la phase II de ses travaux — approbation de principe pour ce projet pouvant produire 3,29 millions de tonnes de charbon par an. Au total, la Société possède 115,9 milliers d'hectares nets de terres houillères dans le sud du Canada, surtout en Alberta, et 1,9 millions d'hectares nets dans l'Arctique.

Petro-Canada a par ailleurs complété son engagement de cartographie et de forage peu profond de puits dans un bloc de 29 000 hectares de terres contenant de l'huile de schiste, au sud-est de Moncton (Nouveau-Brunswick). Ces travaux évalueront l'étendue et la qualité des dépôts.



chercheurs de Petro-Canada effectués des analyses géologiques pour aider à évaluer les puits de prospection du plateau continental de la Nouvelle-Écosse, du Grand Banc, du Labrador, de l'Océan Arctique et la mer de Beaufort. De plus, les analyses ont servi aux travaux d'exploration et de production liés au pétrole lourd et au pétrole classique de Petro-Canada. Le domaine de la production, la recherche et l'exploitation des études sur l'exploitation et l'évaluation des réserves de récupération normale pour les projets pilotes Petro-Canada sur le terrain bitumineux aux sables bitumineux du pétrole lourd de Petro-Canada. On y a étudié des méthodes de chauffage des puits de sables bitumineux et du pétrole lourd en utilisant de l'électricité, la combustion. En outre, plusieurs programmes conjoints de recherche ont été mis afin de mettre au point des équipements spécialisés pour la récupération thermique des puits lourds.

Les spécialistes de l'offshore ont étudié l'environnement physique de l'Arctique, surtout les effets et les icebergs, ainsi que les effets sur les travaux offshore. Les hommes de science travaillent en étroite collaboration avec des experts, des instituts de recherche et des universités du Canada.

On a continué les études visant à améliorer la technologie d'extraction des sables pétroliers par des méthodes minières ainsi que la valorisation du raffinage des huiles lourdes. Le but d'appuyer la participation de Petro-Canada dans la démonstration commerciale

Réerves prouvées de gaz naturel
(avant redevances)

	1982	1981	1980	1979	1978
(millions de mètres cubes)					
Ouest du Canada	48 755,7	50 144,8	50 955,3	45 576,2	54 480,0
Colombie-Britannique	86 712,0	87 784,7	64 125,2	61 955,9	63 945,0
Alberta	310,9	320,9	312,3	276,7	244,0
Saskatchewan	135 778,6	138 250,4	115 392,8	107 808,8	118 670,0
Sous-total	279 677,2	287 000,8	221 775,6	215 717,6	237 140,0
Golfe du Mexique (E.-U.)	—	—	—	479,6	0,0

pour Petro-Canada étaient de 47,1 millions de mètres cubes à la fin de l'année. La Société a produit 3,4 millions de mètres cubes de pétrole (une moyenne de 9 321 mètres cubes par jour). Les additions et les révisions aux réserves prouvées ont totalisé 3,7 millions de mètres cubes et on en a vendu 0,2 million de mètres cubes. Cela a produit une hausse nette dans les réserves prouvées de pétrole classique de 47,9 milliers de mètres cubes.

Dans le secteur international, les réserves prouvées de bruts de Petro-Canada ont diminué de 0,2 million de mètres cubes au cours de la même période.

Les réserves prouvées totales de gaz naturel dans l'Ouest du Canada étaient de 135,8 milliards de mètres cubes à la fin de l'année. La production a été de 3,9 milliards de mètres cubes (une moyenne de 10 577 milliers de mètres cubes par jour). Les additions et les révisions aux réserves prouvées ont totalisé 1,4 milliard de mètres cubes, soit une baisse nette de 2,5 milliards de mètres cubes.

Dans le secteur international, on a vendu 0,5 milliard de mètres cubes de gaz en réserve. Les réserves des dérivés liquides de gaz naturel ont diminué de 0,5 million de mètres cubes.

Recherche
fondamentale
et appliquée

Le service de Recherche fondamentale et appliquée de Petro-Canada vise d'abord à appuyer les opérations en cours de la Société et à développer de nouvelles technologies pour ses activités futures. Un personnel d'environ 230 hommes de science, ingénieurs et technologues y travaillent dans plusieurs installations de recherche à Calgary, fournissant à la Société une expertise moderne de laboratoire dans le but de satisfaire les besoins techniques spécifiques des Divisions.

En 1982, l'accent principal de Petro-Canada en recherche a porté sur la récupération et le raffinage des sables pétroliers et bitumineux, l'exploration et l'exploitation offshore et la production de pétrole classique et de gaz.



Un puits de pétrole en exploitation dans le nord-ouest du Canada. Les réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel sont évaluées à 279 milliards de mètres cubes.

éserves prouvées de pétrole
(avant redevances)

1982	1981	1980	1979	1978
est du Canada	2 868,2	3 080,0	2 911,2	3 052,3
ombie-Britannique	42 397,6	42 357,6	38 492,6	41 376,0
berta*	1 793,5	1 608,0	865,5	352,2
katCHEWAN	45,5	11,3	0,0	0,0
nitoba	47 104,8	47 056,9	42 269,3	44 780,5
us-total	906,1	1 089,5	974,2	1 029,6
cteur international				1 003,2

(milliers de mètres cubes)

Réserves prouvées de dérivés liquides
du gaz naturel* (avant redevances)

1982	1981	1980	1979	1978
est du Canada	935,1	948,1	1 001,2	889,5
olombie-Britannique	6 774,9	7 301,9	5 382,0	4 733,0
lberta	0,0	0,0	0,0	0,0
askatchewan	0,0	0,0	0,0	0,0
antitoba	0,0	0,0	0,0	0,0
ous-total	7 710,0	8 250,0	6 383,2	5 622,5
ecteur international	0,0	0,0	0,0	0,0
spagne	0,0	0,0	0,0	0,0
étrole et dérivés liquides du gaz naturel	55 720,9	56 396,4	49 626,7	51 432,6
total				51 524,3

(milliers de mètres cubes)

exclut les réserves de Synchrude

(photo du haut) L'expansion de
l'installation de Bellshill Lake dans le sud
de l'Alberta a commencé en 1982
(photo du bas) Site de forage dans la
région de Brazeau River, en Alberta



commerciale de pétrole lourd dans l'est de l'Alberta, près de Wainwright, et dans les régions de Lusseland et de Marsden (Saskatchewan).

Un projet pilote in situ de sables bitumineux à 35 kilomètres au sud-ouest de Fort McMurray, connu sous le nom de PCEJ, a commencé à produire du pétrole dans deux puits par injection de vapeur et préchauffage/électricité de la formation au moyen de quatre puits électrodes. Petro-Canada exploite ce projet au nom de quatre compagnies.

Syncrude Canada Ltd., dont Petro-Canada détient un intérêt de 17 p. cent, a rapporté des pertes importantes de production par suite d'un incident en août dans l'usine auxiliaire où l'on a dû fermer les deux unités de cokéfaction. Les pertes produites ont réduit la production et le revenu qu'on attendait et contribué à hausser les coûts d'exploitation. La part nette de la production pour Petro-Canada a été de 845 000 mètres cubes avant redevances, et, en dépit de l'interruption des travaux, cela représente 95 000 mètres cubes de plus qu'en 1981. Le revenu net provenant de l'investissement de Syncrude a été de 190,9 millions de dollars pour l'année, une hausse par rapport aux 166 millions en 1981. Cette hausse est due principalement à l'accroissement de la production et aux prix plus élevés du brut.

Réerves et production

Les propriétaires de Syncrude ont approuvé la somme de 180 millions de dollars pour réaliser la première phase d'un projet de déblocage qui augmentera la capacité de production actuelle de 16 528 mètres cubes par jour à 18 228 mètres cubes par jour. On projette de compléter cette phase pour 1985.

Canstar, un projet de sables bitumineux exploitable par des méthodes minières situé dans le gisement Athabasca au nord-est de l'Alberta, a ralenti sa marche en raison du climat économique de 1982. Petro-Canada possède une part de 50 p. cent dans ce projet qui continue, à un rythme modifié, à examiner divers aspects du projet, dont les dimensions de l'usine et les options techniques qui lui sont offertes.

Alsands, un consortium qui planifie la construction d'une usine de sables bitumineux de l'Athabasca, a été dissout au début de 1982 lorsque ses commanditaires ont retiré leur appui par suite des coûts croissants et du prix mondial déclinant du pétrole. Petro-Canada qui participait à 17 p. cent à ce projet, a appuyé le projet jusqu'à sa dissolution.

La production pétrolière a été meilleure que prévue, surtout à cause d'une augmentation de la demande au cours de la dernière moitié de l'année. Par contre, la production de gaz naturel a été moindre que prévue par suite du ramolissement des marchés d'exportation.

Les réserves prouvées de brut classique dans l'Ouest du Canada

(photo du haut) Soudeur à l'oeuvre à un emplacement de champ dans l'Ouest du Canada.
(photo du bas) Forage de nuit à Caroline



Dérivés liquides du gaz naturel	Pétrole		Gaz naturel	
	(en milliers de mètres cubes)	(en millions de mètres cubes)	(en milliers de mètres cubes)	(en millions de mètres cubes)
	3 030	2 487	528,0	—
	845	—	13,0	0,1
	251	1 364	541,1	—
	121	10	—	—
	4 247	3 861	—	—

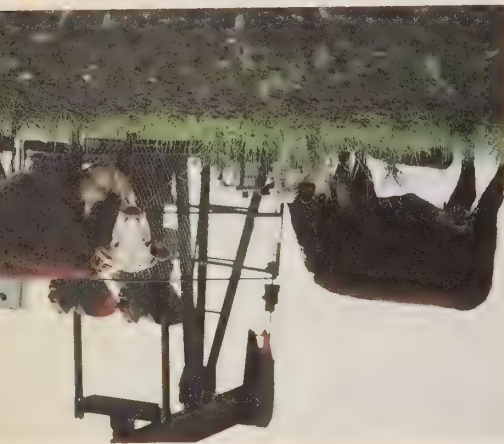
erta
lassique
yncrude
lombie-Britannique
katchewan
al

Société a continué son
estissement dans le projet
rière Hanlan-Robb, à 260
mètres au sud-ouest
dmonton. Il s'agit d'une
ouvelle usine importante qui
vrait être mise en oeuvre au
but de 1983. La part nette de la
cité dans la production
otidienne de l'usine sera de
3 millions de mètres cubes de
z naturel et de 188 tonnes de
utre.

érole lourd et ables bitumineux

tro-Canada a prouvé de façon
goureuse son engagement relatif
'exploitation des dépôts de
érole lourd dans l'Ouest du
Canada en concentrant beaucoup
travaux sur l'exploitation
mmerciale de cette ressource.
nsi, la construction de la
mière phase du projet pilote
érole lourd de 35 millions de
illars de Primrose Lake, un
jet qui appartient totalement à
tro-Canada, a été complétée et
ise en production au début de
nnée. Le bloc Primrose couvre
000 hectares, à environ 100

kilomètres au nord-ouest de Cold
Lake (Alberta).
Une nouvelle usine de traitement
du pétrole lourd a été mise en
marche à Cactus Lake
(Saskatchewan), à 120 kilomètres
au sud de Lloydminster, afin de
traiter le pétrole provenant de 100
puits du réservoir de Cactus Lake
Bakken. L'usine produit
quotidiennement 420 mètres cubes
par la récupération primaire.
Par ailleurs, la participation de
Petro-Canada au projet de
construction d'une usine de
valorisation du pétrole lourd en
Saskatchewan a été suspendue
lorsque le leader du projet et
d'autres participants s'en sont
retrés.
Au nombre des autres activités
mentionnées la participation de
Petro-Canada à des projets
pilotes à Muriel Lake et à Greig
Lake dans le nord-est de
l'Alberta, à du forage de
délimitation à Winfred et à
Ipiatuk Ouest dans la même région
ainsi qu'à l'exploitation



Forage dans l'Ouest du Canada

Ne	Bruts	
3.	52	Pétrole
1.	28	Gaz
3.	46	Improductifs
8.	2	En suspens
	128	Total
6.	129	Pétrole
8.	138	Gaz
3.	49	Improductifs
18.	316	Total

Ce projet fut un modèle de bonnes relations communautaires dans cette région agricole. Le forage dirigé des puits depuis les tampons a considérablement réduit la détérioration des surfaces où prédomine l'activité agricole. On a commencé en 1982 les travaux de développement préliminaires d'un projet d'injection d'eau et gaz en alternance appelé Caroline, à 150 kilomètres au nord-ouest de Calgary (Alberta). On a mis au point la production d'un réservoir et l'installation d'un compresseur à injection. Ce projet de trois ans coûtera au total 41 millions de dollars et portera de 19 à 43 p. cent la récupération de pétrole en place.

Au nombre de ses activités courantes dans les régions de l'Alberta, Petro-Canada a dépensé 5,9 millions de dollars pour forer 60 puits de remplissage afin de maintenir des contrats de vente pour ce gaz peu profond, à basse pression.

On a commencé en 1982 un programme d'expansion important au gisement de pétrole de Bellshill Lake, à 150 kilomètres au sud-est d'Edmonton. La Société a dépensé 10,7 millions de dollars durant la première année de ce projet de trois ans. Les travaux incluaient le forage de 38 nouveaux puits pétroliers et l'installation de réseaux collecteurs et de satellites, la valorisation et l'agrandissement de l'usine centrale de traitement, l'addition d'un nouveau système de contrôle, l'expansion des installations de maintenance d'eau et l'initiation d'installations pour traiter le gaz naturel acide relié à la production pétrolière. Une fois le projet complet en 1984, 120 nouveaux puits environ auront été forés, qui fourniront 600 mètres cubes de plus par jour à la production du gisement.



(photo du haut) Du forage de pétrole lourd à Cactus Lake (Saskatchewan).
(photo du bas) Une étudiante en géologie faisait partie du groupe qui a travaillé sur le terrain dans une des superficies Petro-Canada

Exploitation dans l'Ouest du Canada

sismique durant l'année au coût de 29 millions de dollars.

L'activité de production a été importante durant l'année quant au nombre de puits forés et aux nouveaux projets entrepris. Petro-Canada a, en effet, foré un total de 316 puits d'exploitation (bruts) dans l'Ouest du Canada avec un pourcentage de succès de 85 p. cent. Comme stimulant additionnel, la Société a reçu onze millions de dollars du gouvernement de l'Alberta en paiements incitatifs pour l'entretenir et l'exploitation des puits par forage.

L'activité d'exploitation a été concentrée dans quatre endroits-clés: Medicine Hat, Bellshill Lake, Caroline et Hanlan-Robb.

Son activité sismique dans l'Ouest du Canada a augmenté par rapport à celle de 1981. La Société a employé 22 équipes pour enregistrer 5 768 kilomètres de

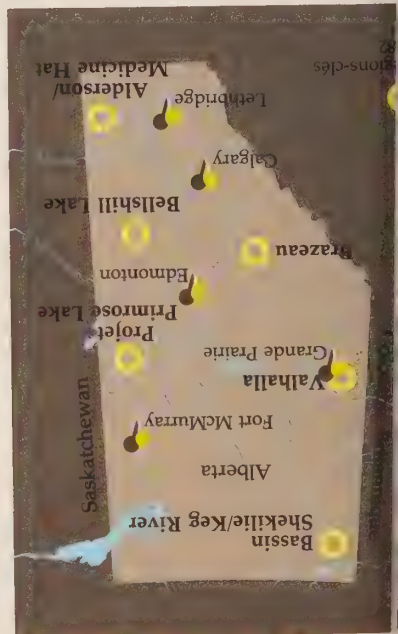
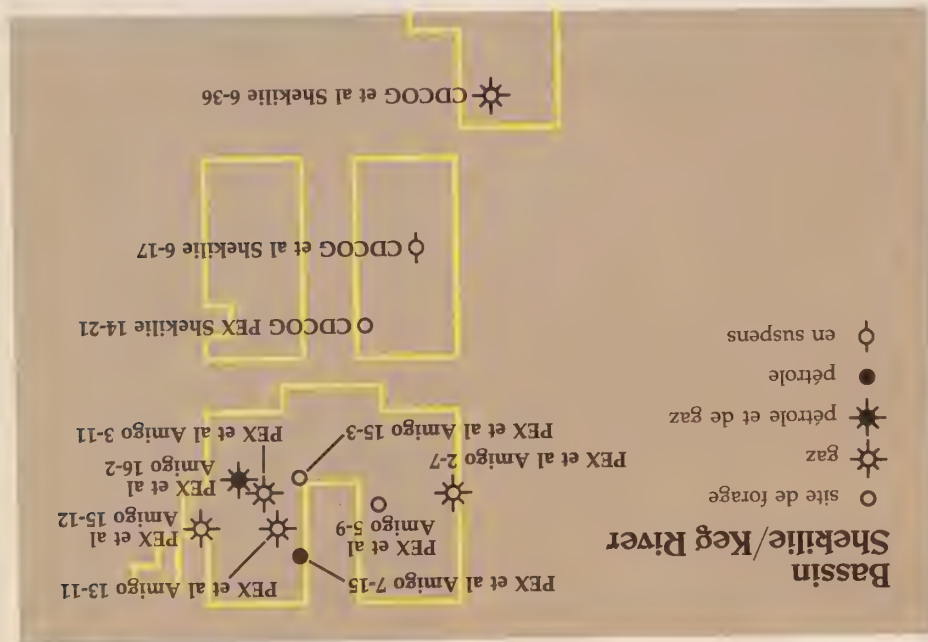
en moyenne, un intérêt de 50 p. cent dans environ 148 500 hectares bruts dans le sud-ouest du Manitoba. Petro-Canada a participé avec des associés au forage de deux puits de reconnaissance sur des terres situées près du réservoir pétrolier Waskada exploité par l'industrie. On a rapporté du pétrole pour les deux puits. De plus, toujours avec un associé, la Société a entrepris un engagement de forage d'amodiation de trois puits avec options de forage de puits additionnels afin d'acquérir une plus grande superficie. Les trois puits d'amodiation et le rapporté trois découvertes de pétrole et un puits pétrolier marginal.

La position globale des terres de Petro-Canada dans l'Ouest a légèrement diminué par rapport à celle de l'année précédente (par 46 172 hectares nets).

elle Petro-Canada détient une de position de terres avec plus 36 000 hectares bruts de superficie.

ns la région de Valhalla, à 60 mètres au nord-ouest de Grande Prairie (Alberta), la Société a rapporté une découverte pétrole au réservoir Upper Etaceous Doe Creek. Sur les terres qu'elle possède entièrement, Petro-Canada a dépensé 2,9 millions de dollars durant l'année des forages dans neuf puits exploitation. Sept de ces puits ont des puits pétrolières Doe Creek, un indiquait du pétrole et en a abandonné un autre. Les réserves prouvées et possibles réserves pour ce réservoir sont évaluées à 1 000 mètres cubes de pétrole (faible densité).

rd dans l'année, Petro-Canada participait à son premier programme de prospection au Manitoba. Petro-Canada détient,



Exploration dans l'Ouest du Canada

Petro-Canada y joue un rôle des plus actifs. La Société détient, en effet, des droits relatifs au pétrole et au gaz pour 2,98 millions d'hectares nets, ce qui la met au second rang des plus importants détenteurs de terres dans l'Ouest du Canada.

En 1982, la Société a participé au forage de 128 puits exploratoires avec un pourcentage de succès de 63 p. cent et elle occupait le troisième rang pour la plus grande activité de forage. Petro-Canada a participé à 6,4 p. cent au forage de tous les puits forés par l'industrie dans l'Ouest du Canada durant 1982. En fin d'année, les puits d'exploration et d'exploitation auxquels avait participé Petro-Canada étaient au nombre de 444.

L'une des découvertes pétrolières importantes de Petro-Canada datant de l'Ouest du Canada fut celle de Nisku au champ Brazeau, à 160 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton. Le puits a révélé un écoulement quotidien de 390 mètres cubes de pétrole de faible densité et un débit quotidien de 248 590 mètres cubes de gaz naturel.

Dans la région hautement prometteuse de Shekille/Amigo du nord-ouest de l'Alberta, Petro-Canada a annoncé des découvertes dans sept des huit puits aux travaux desquels elle a participé pendant l'année: trois furent des découvertes de pétrole à Keg River, deux de gaz naturel et de condensat à Keg River, et deux de gaz à Sulphur Point, et l'on forait un puits à la fin de l'année. Ces découvertes furent faites dans une région qui suscite de plus en plus d'intérêt pour l'industrie, une région dans

En Espagne, l'intérêt de 7,6 p. cent du gisement de Casablanca dans les eaux hautes espagnoles a engendré 22 millions de dollars, une fois payés les coûts d'exploitation durant l'année. La production pétrolière quotidienne (219 mètres cubes nets) était beaucoup plus élevée que celle de l'année précédente (163 mètres cubes nets). L'achèvement d'une plate-forme permanente de production a permis le forage de trois puits d'exploitation sur plates-formes en plus de deux autres sous-marins existants. On a également complété en 1982 les travaux relatifs à une étude de faisabilité technique sur l'exploitation du gisement pétrolière Montanazo adjacent à Casablanca, dans lequel la Société a un intérêt de 7,9 p. cent.

Au début de l'année, Petro-Canada a vendu les intérêts qu'elle possédait aux Etats-Unis dans le Golfe du Mexique pour environ 20 millions de dollars (E.-U.). Ces holdings lui appartenaient depuis l'acquisition de Pacific Petroleum Ltd. en 1979.



(photo du bas) Des hommes à bord du Bow Drill 1.

Puits

1

4

5

3

5

2
1
3
0
3

27

relativement à 43 blocs affichés
par la China National Offshore Oil
Corporation. Ces blocs sont
situés dans la mer Jaune, dans la
mer de la Chine du sud et dans
le golfe de Tonkin. La Société s'est
jointe à quatre autres compagnies
pour former un groupe
international qui soumet une
offre conjointe relative à
quelques-uns de ces blocs de
prospection. On croit que le
gouvernement de la République
populaire de Chine accordera les
contrats vers le milieu de 1983.

Dans le secteur norvégien de la
mer du Nord, Petro-Canada a
participé au forage du puits 30/3-1
grâce à son intérêt de 5 p. cent.
On a subseqüemment abandonné
ce puits qui n'avait révélé qu'un
indice minimal de condensat de
gaz. Une découverte, faite sur un
bloc adjacent que détenaient
d'autres compagnies, a suscité un
programme sismique additionnel
pour le bloc dans lequel
Petro-Canada possède un intérêt.



Autres activités dans l'Arctique

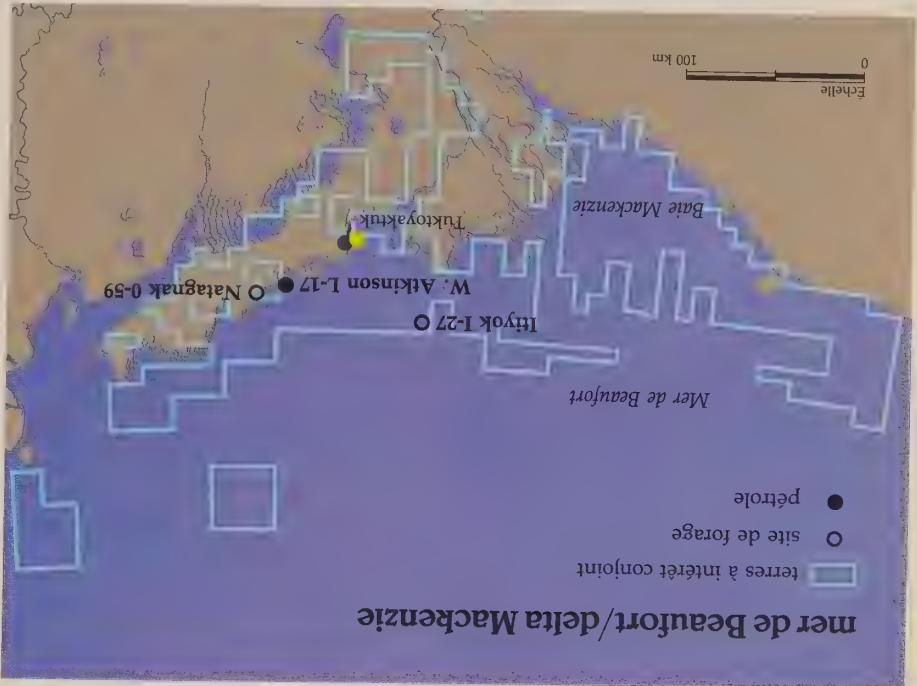
Petro-Canada dirige le Projet pilote de l'Arctique (PPA), qui propose de transporter du gaz naturel des îles de l'Arctique vers les marchés du Sud à longue durée en utilisant des méthanières brise-glace. Les audiences du PPA devant l'Office national de l'énergie (ONE) avaient débuté tôt dans l'année mais elles furent ajournées en août après sept mois de témoignages.

La décision de l'Office d'ajourner les audiences suivait une déclaration faite par le PPA à l'effet que ce dernier était en quête de marchés européens. L'ONE a exigé une clarification de ces marchés avant de reprendre les audiences.

Le Projet pilote de l'Arctique est commandité par quatre compagnies; son coût pourrait atteindre 2,2 milliards de dollars jusqu'à maintenant, le consortium y a consacré 58 millions de dollars

Mer de Beaufort

Petro-Canada a participé à la découverte d'un puits foré dans la mer de Beaufort au cours de 1982. West Atkinson L-17, dans lequel Petro-Canada a un intérêt de 14,2 p. cent, a révélé la présence de 170 mètres cubes de pétrole et de 7 300 mètres cubes de gaz naturel par jour. Le puits, foré depuis une île artificielle, est



Superficie (en hectares)

Provinces	Bruts	Nets
Colombie-Britannique	1 402 474	802 840
Alberta	4 174 364*	1 984 761*
Saskatchewan	263 035	120 199
Manitoba	148 915	74 903
Ontario	63 549	50 306
Québec	1 125 918	587 594
Régions reculées		
Territoires du Nord-Ouest, mer de Beaufort et baie d'Hudson	11 204 660	7 679 552
Îles de l'Arctique	6 794 284	949 246
Offshore de la côte Est	35 335 530	14 631 796
Offshore de la côte Ouest	2 358 345	2 358 345
Secteur international	588 772	43 315
Total	63 459 846	29 282 857

*Inclut les terres de sables bitumineux sous permis

Arctique

Panarctic Oils Ltd.

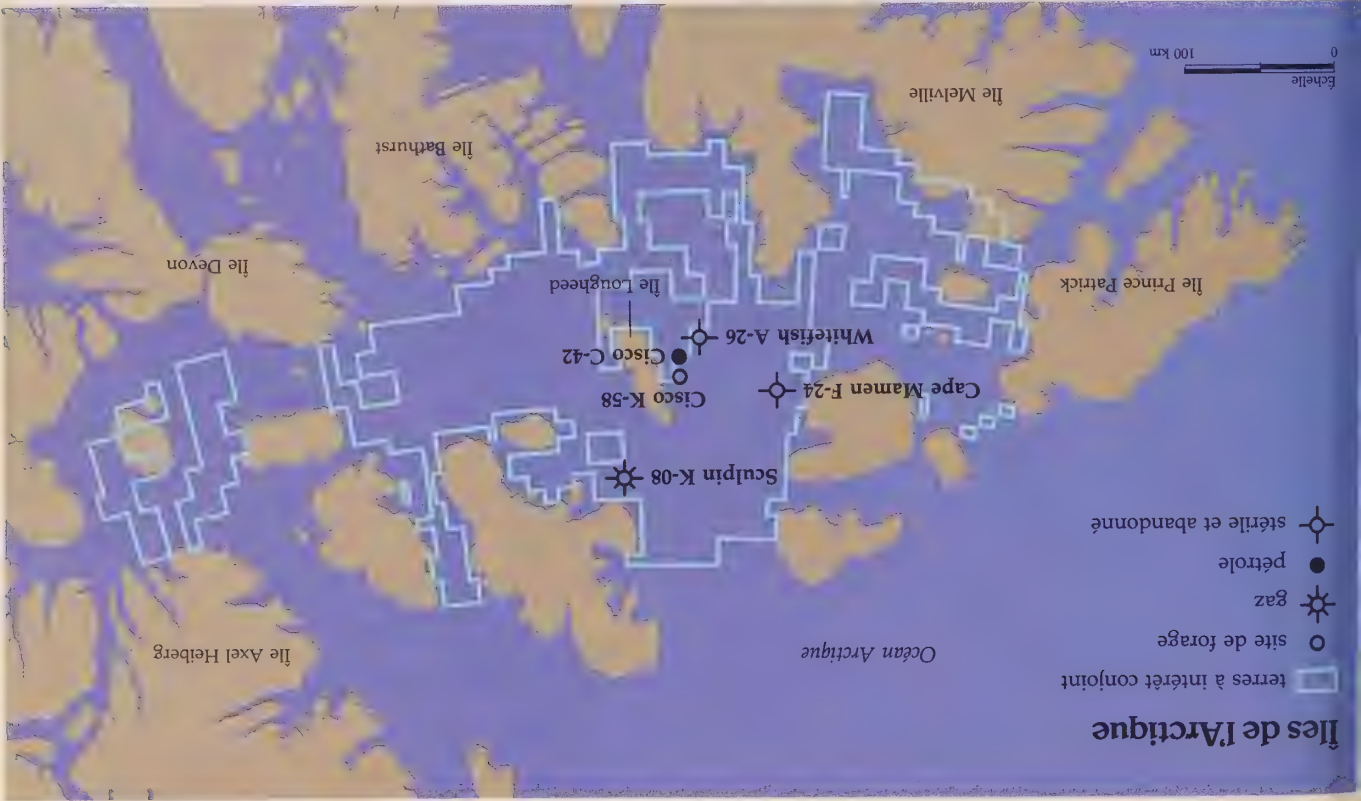
Participation de Petro-Canada
ns Panarctic Oils Ltd. a atteint
s de 53 p. cent durant 1982 en
son d'une souscription
érieure par les actionnaires à
le autorisée pour répondre aux
soins de financement de
marctic. Pour Petro-Canada,
marctic est donc maintenant
itée pour des fins de
nptabilité sur une base
tièrement consolidée.
fin d'année, Panarctic Oils Ltd.
mat 20 ententes d'exploration
cinq ans avec l'Administration
pétrole et du gaz des terres
Canada (APGTC) pour forer 17
its offshore et 8 sur terre dans
arctic. Petro-Canada s'attend
participer directement au

forage d'au moins 15 de ces puits
offshore. Les ententes pourraient
coûter 500 millions de dollars
(bruts) au cours de la période de
cinq ans.

Durant l'année, Petro-Canada a
pris part à deux découvertes dans
le bassin occidental Sverdrup
dans l'Arctique. Le premier, Cisco
C-42, a révélé un écoulement de
pétrole de 150 mètres cubes par
jour. Cisco C-42 est le deuxième
puits foré sur une large structure à
17 kilomètres à l'ouest de l'île
Loughheed. Ce test a confirmé
l'étendue du réservoir pétrolier
de Avingak depuis la découverte
de pétrole et de gaz faite l'année
précédente à Cisco B-66.

La deuxième découverte en
Arctique a été faite au puits
Sculpin K-08 qui a révélé un débit

de gaz de 213 000 mètres cubes
par jour. Situé à 18 kilomètres
offshore, au sud de la péninsule
Noice de l'île Ellef Ringnes, ce
puits est le puits offshore le plus
septentrional au forage duquel ait
participé Petro-Canada. La
découverte Sculpin se trouve à 32
kilomètres au nord-est de la
découverte de pétrole et de gaz
de Skate B-80, faite en 1981.
Deux autres puits, un puits de
reconnaissance à Cape Mamen
F-24 et un puits de délimitation à
Whitefish A-26, se sont révélés
improductifs.
En fin d'année, on forait par
battage le puits de délimitation
Cisco K-58 sur le côté nord de la
structure occidentale de l'île
Loughheed. L'inondation de
tampons de glace était également
en cours pour forer deux puits de
reconnaissance, Grenadier A-26
et Cape MacMillan K-15.



de Hopedale. On a également foré un troisième puits par battage, Pothurst P-19, à 130 kilomètres à l'est de Saglék. Ces tests, axes délibérément sur le potentiel de rochers plus jeunes, représentent un écart important des objectifs que visaient les programmes exploratoires précédents.

Rut H-11 a été foré à 4 093 mètres; on y a suspendu les travaux et on le rouvrira en 1982. Il en sera de même pour Corte-Real P-85, foré à 3 946 mètres et pour le puits de reconnaissance, Pothurst P-19,

En novembre, Petro-Canada baptisait son premier navire de service spécialisé pour l'ancrage, le **Mortier**, à Marystown (Terre-Neuve). Un deuxième navire de même catégorie sera terminé durant 1983. Les deux navires, dont le coût totalise 39 millions de dollars, doivent être vendus à des firmes canadiennes et ils seront loués ensuite pour les travaux de forage offshore de Petro-Canada.

perforé de 11 mètres. Linné E-63 a été abandonné après avoir été foré à 4 520 mètres sans qu'on y trouve d'hydrocarbures. En fin d'année, on effectuait deux forages additionnels de reconnaissance et un de délimitation sur le Grand Banc: North Dana I-43, à une profondeur cible de 5 334 mètres, à 105 kilomètres au nord-est de Hibernia, Bonanza M-71, à 100 kilomètres au nord-est de Hibernia, à une profondeur cible de 5 791 mètres; et Hibernia I-46, un puits de délimitation à 3 962 mètres.

Au début de l'année, Petro-Canada a conclu une entente pour construire le premier navire sismique diesel électrique renforcé pour les glaces à être construit au Canada. Le navire a été conçu au Canada pour servir aux opérations géophysiques des eaux hautes canadiennes.

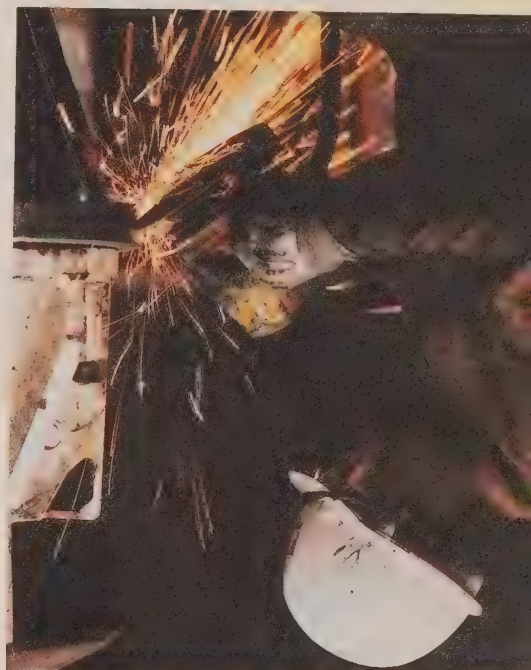
Le Labrador

Petro-Canada est l'exploitante du Groupe Labrador qui réunit sept compagnies depuis 1980. En 1982, le Groupe a utilisé trois navires de forage sur le plateau du Labrador.

On a rouvert en 1982 deux puits précédemment forés par battage: Rut H-11, à 65 kilomètres au nord-est de Saglék, et Corte-Real P-85, à 145 kilomètres au nord-est

Petro-Canada a également participé aux travaux du Kalegh N-18, un puits de reconnaissance foré en 1982 dans le détroit de Davis, au sud-est de l'île de Baffin. Le puits, qui a atteint une profondeur totale de 3 858 mètres ne contenait que de l'eau; on l'a donc abandonné.

(photo du haut) Il est essentiel de surveiller les icebergs afin d'assurer plus de sécurité aux travaux offshore de la côte du Labrador
(photo du bas) Des modifications sont apportées au patin de stabilisation pour un nouvel obturateur de tiges à bord du



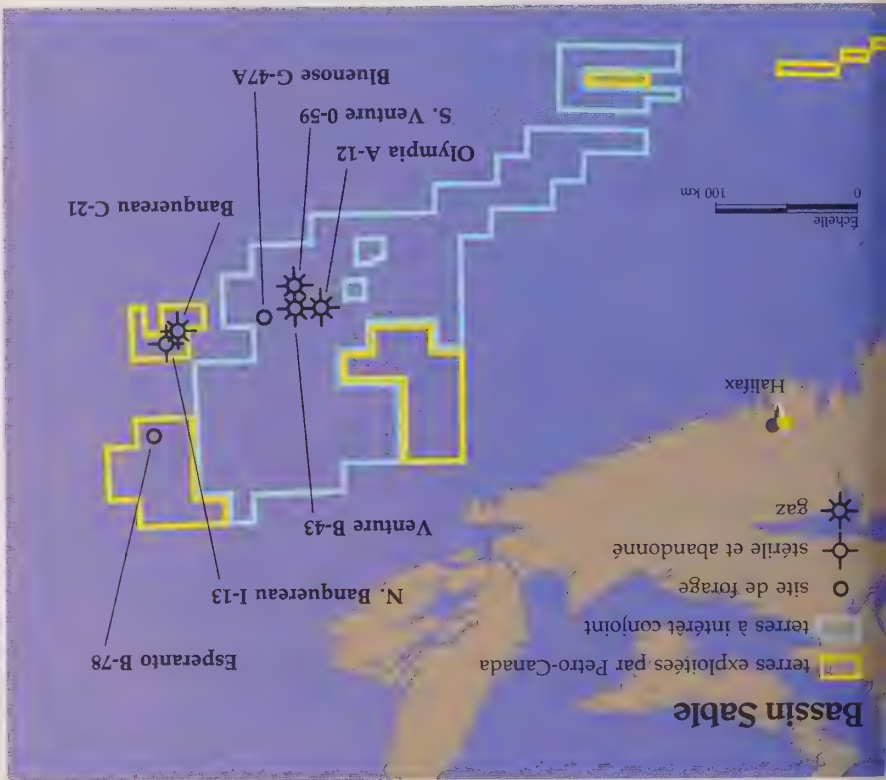
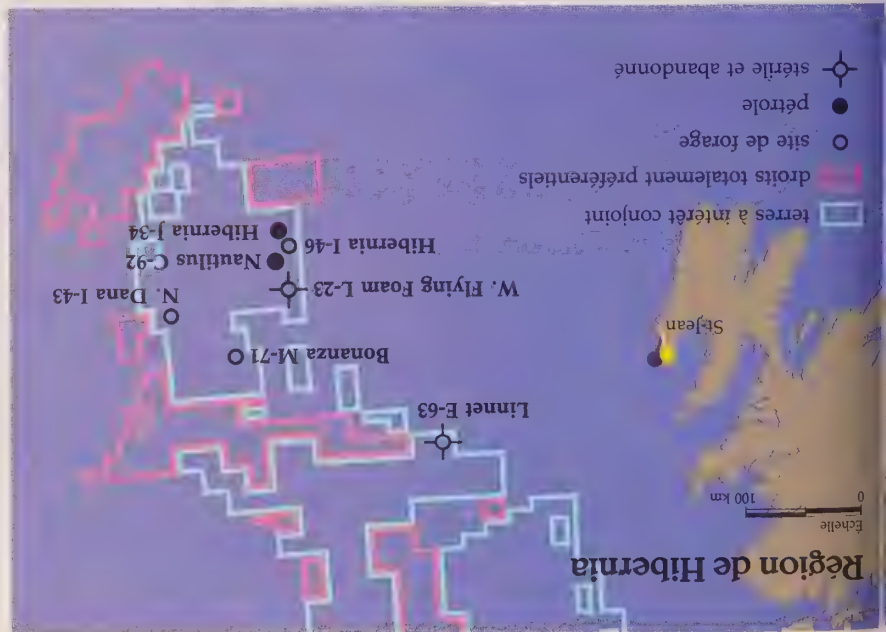
La plate-forme de forage que possède la Société à 50 p. cent, est sous contrat à long terme avec Petro-Canada, sera utilisée pour les travaux de la côte Est.

Le Grand Banc

La Société a maintenu sa participation de 25 p. cent aux travaux sur le Grand Banc, qui incluent du forage de délimitation dans la structure de Hibernia et du forage de prospection dans des structures avoisinantes à l'intérieur du bassin Hibernia Avalon.

Quatre puits ont été forés sur le Grand Banc en 1982: West Flying Foam L-23, à 35 kilomètres au nord de la découverte de Hibernia; Nautilus C-92, à 12 kilomètres au nord-est de Hibernia sur une structure distincte, et Linnett E-63, à 220 kilomètres au nord-ouest du gisement Hibernia. La perte tragique de l'**Ocean Ranger** et de son équipage de 84 personnes en février a forcé la clôture permanente des travaux à Hibernia J-34, un puits de délimitation de la zone riche de pétrole Avalon, à 5 kilomètres au sud-ouest de la découverte Hibernia P-15.

West Flying Foam L-23, foré par battage à la fin de 1981 à une profondeur totale de 4 554 mètres, s'est révélé stérile: on l'a donc abandonné. Nautilus C-92, foré à 5 117 mètres, a révélé un écoulement de pétrole de 418 mètres cubes par jour et un débit de gaz naturel de 67 063 mètres cubes par jour depuis un intervalle





de gaz faite en 1979 à Venture D-23. Petro-Canada a aussi acquis un intérêt de 30 p. cent dans les terres de l'ouest de Sable en participant aux travaux de quatre puits au cours d'une période de trois ans et demi.

Deux autres puits de prospection productifs furent testés en fin d'année: South Venture O-59, à une profondeur totale de 6 175 mètres, et Olympia A-12, à 6 064 mètres. On testait également le gaz naturel de South Venture à un débit maximal de 515 369 mètres cubes par jour tandis que le puits Olympia A-12 révélait un débit de 495 610 mètres cubes par jour. On a également rapporté d'importantes quantités de condensat dans les tests de ces deux puits.

Petro-Canada participera à deux nouveaux programmes importants d'exploration planifiés pour le plateau continental de la Nouvelle-Écosse à la fin de 1982. La Société détient un intérêt de 45 p. cent dans l'un de ces programmes qui inclut le forage maximum de neuf puits en trois ou quatre ans. Le premier des puits, Glenelg J-48, doit être foré par battage au début de 1983.

Le deuxième nouveau programme, aussi sur l'île de Sable, stipule le forage de quatre puits. Petro-Canada participe à 30 p. cent à cette entente de 18 mois dont le coût total serait de 200 millions de dollars (bruts). Fin décembre, on forait par battage le premier puits de ce nouveau programme, Bluenose G47-A, à 30 kilomètres au nord-est de l'île de Sable. On projette de le forer à 5 800 mètres. Afin de mieux diriger son activité accrue dans la région offshore de la Nouvelle-Écosse, Petro-Canada ouvrirait un bureau de district pour les Provinces maritimes à Halifax, à la fin de l'année.

mètres, a révélé un débit maximal de gaz de 662 700 mètres cubes par jour depuis un intervalle perforé entre 3 585 et 3 596 mètres.

On a abandonné à la fin de l'année un deuxième puits sur ce bloc, North Banquereau I-13, où l'on avait évalué une structure distincte à une profondeur totale de 5 188 mètres.

loration
ns les régions
culées

Petro-Canada, l'exploration d'hydrocarbures dans les régions lées du Canada est un portant objectif stratégique qui nert de gros investissements à terme et qui comporte des res élevés avant qu'elle ne porte des profits. En 1982, la

été à participer activement à projets de prospection dans régions reculées du Canada, out dans les régions offshore a côte Est. Petro-Canada a tribué au forage de 27 des 39 s: forés dans les régions lées, y compris 17 des 18 forés arge de la côte Est, durant née.

l'exploitation et nupement requis pour les ions reculées ont représenté 35 ent du budget des estissements de la Société ur 1982.

e plateau
ontinental de la
ouvelle-Ecosse

ro-Canada a exploité deux tes-formes de forage sur le ur le compte de deux uvelle-Ecosse durant 1982 75 p. cent des coûts pour trois puits durant quatre ans afin d'acquérir son intérêt de 30 p. cent

dans les terres. Le puits d'évaluation Venture B-43, situé à 10 kilomètres à l'est de l'île de Sable, a complètement les gains de Petro-Canada et révèle du gaz à un débit maximal de 509 770

mètres cubes par jour. Ce puits est le deuxième d'évaluation produitif, suite à la découverte par Petro-Canada, Groupe Banquereau, qui est nturé au large de l'île de Sable. ticipantes du Programme tété à être l'une des principales programmes distincts d'exploration èrement canadiens. De plus, la

condensat à Banquereau C-21, à courgeante de gaz naturel et liffax. Le puits, foré à une ondeur totale de 4 991

Petro-Canada a participé à 30 p. cent aux travaux de quatre autres puits sur le plateau continental de la Nouvelle-Ecosse au cours de l'année. Comme associée du Programme Venture de l'est de l'île de Sable, la Société a défrayé 75 p. cent des coûts pour trois puits durant quatre ans afin d'acquérir son intérêt de 30 p. cent dans les terres. Le puits d'évaluation Venture B-43, situé à 10 kilomètres à l'est de l'île de Sable, a complètement les gains de Petro-Canada et révèle du gaz à un débit maximal de 509 770

mètres cubes par jour. Ce puits est le deuxième d'évaluation produitif, suite à la découverte par Petro-Canada, Groupe Banquereau, qui est nturé au large de l'île de Sable. ticipantes du Programme tété à être l'une des principales programmes distincts d'exploration èrement canadiens. De plus, la

ectare = 2,47 acres / 1 kilomètre = 0,62 mille 1 mètre cube = 6,28 barils / 1 mètre cube



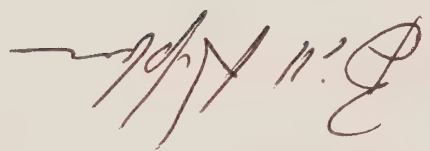
Ressources Petro-Canada

L'activité de Petro-Canada dans les régions frontalières a été mise en relief par l'exploitation de cinq plates-formes de forage sur la côte Est du Canada et par sa participation au forage de tous les puits, moins un, dans cette région d'importance nationale. L'une des plates-formes de forage semi-submersibles contractées par la Société pour l'offshore de l'Est du Canada.

Le vice-président principal,
Joel Bell, démissionnait de
Petro-Canada en novembre 1982
pour devenir président d'une
nouvelle Société de la Couronne
fédérale. M. Bell, qui était chez
Petro-Canada depuis ses débuts
en 1976, y avait rempli des postes
de responsabilité croissante. Sa
contribution à l'expansion de
Petro-Canada au cours des sept
dernières années est inestimable.

En fin d'année, notre personnel
comptait 6 200 personnes. Une fois
de plus, l'an passé, les employés
de Petro-Canada prouvaient leur
dévouement envers la Société en
l'aidant à s'adapter à la nouvelle
réalité économique. Nous
sommes bien conscients que ce sont
nos employés qui forment les
assises sur lesquelles se base
l'avenir de Petro-Canada.

Le président du Conseil
d'administration et
directeur général



Bill Hopper

Le 31 mars 1983

ison de la situation
mique que nous vivons,
-Canada a institué un
rant programme de réduction
ôts. En avril, nous avons
un gel complet de
auche, nous avons réduit
rdgets de nombreux projets et
s augmenté les heures de
il de nos employés. De
e, la Société a entrepris une
anisation importante de ses
tures internes afin de les
ter au climat économique
l.

octobre, Petro-Canada
prenait des discussions avec
Canada Inc. qui ont produit
entente selon laquelle BP
ait structurer son actif en deux
pes: en amont et en aval.
fois cette nouvelle structure
, Petro-Canada a offert
hêter la totalité de l'actif en
Cet achat augmentera
antage la part du marché de
o-Canada au Québec et en
ario et portera à 12 p. cent sa
du marché national. La
onse du public canadien à
e présence sur le marché au
rs de 1982 a été des plus
ourageantes et elle nous
met d'être optimiste quant à la
velle acquisition.

ant l'année, il y a eu de
nbreux changements au
seil d'administration et dans
cadres supérieurs. Ainsi, le
sident et directeur général des
érations de la Société et
mbre du Conseil depuis 1979,
drew Janisch, démissionnait
avril 1982. Il faut souligner sa
tribution très appréciée à
pansion de la Société.

Message du président du Conseil d'administration

Au nom du Conseil d'administration de Petro-Canada, j'ai le plaisir de présenter le rapport annuel de la Société pour l'exercice financier se terminant le 31 décembre 1982.

L'année 1982 a été une année difficile non seulement pour Petro-Canada, mais pour toute l'industrie pétrolière canadienne. La demande mondiale de produits pétroliers a baissé par suite de la récession économique et des actions louables que l'industrie et les citoyens ont posées pour conserver et mieux utiliser l'énergie. Le déclin de la demande a toutefois eu des effets sur les producteurs et leurs gouvernements respectifs: diminution du revenu, des niveaux de production et des prix.

Cette situation mondiale a eu des répercussions au Canada. Le déclin de la demande énergétique s'est fait lourdement sentir sur l'exploitation en aval de toutes les sociétés. En outre, on a dû laisser inexploitées d'importantes quantités de brut et de gaz naturel dans le secteur en amont. L'incertitude concernant les tendances futures de prix a forcé l'ajournement de nombreux projets d'exploitation du Canada dont le coût et les risques sont élevés. Enfin, les événements n'ont donné raison ni aux prévisions faites quant au prix de l'énergie ni à la structure

fiscale qui a été établie en 1981 sur la base de ces prévisions. Un fait qui a lourdement pesé sur les profits espérés par l'industrie pétrolière.

Nous continuons de croire, cependant, qu'il existe toujours des possibilités dans ce climat d'aujourd'hui. La recherche de nouvelles sources énergétiques pour assurer la sécurité de l'approvisionnement intérieur demeure la priorité fondamentale de Petro-Canada. La Société a poursuivi un programme actif d'exploration dans l'Ouest du Canada, particulièrement dans les régions prometteuses de pétrole. Elle s'est classée au troisième rang des exploitants quant au nombre de puits forés dans l'Ouest du Canada. Petro-Canada a également continué d'être l'explorateur le plus actif dans les régions reculées du Canada pour y trouver de nouvelles sources rentables de pétrole et de gaz. En 1982, 35 p. cent de nos dépenses d'investissement ont été consacrées à des programmes d'exploration dans les régions reculées. Selon notre opinion, le gaz de l'île de Sable sera probablement la première nouvelle source d'énergie à être produite depuis les régions reculées. Nous avons poursuivi tous ces projets de manière à obtenir un maximum d'occasions d'affaires pour l'industrie canadienne et l'embarquer au Canada.

Financier (Financier et financier)

1982	1981	1980	1979	1978
(Note 2)	(Note 2)			(Note 2)
3 378 617 \$	2 715 777 \$	1 035 154 \$	766 295 \$	205 095 \$
3 071 494	2 286 759	716 004	513 273	128 600
307 123	429 018	319 150	253 022	76 495
Ajouter (déduire):				
Provision pour impôts	(188 298)	(225 174)	(155 464)	(42 109)
sur le revenu	7 082	—	—	—
Gain à la vente d'une filiale	4 735	—	—	—
Participation minoritaire	—	—	—	—
Bénéfice net avant dividendes	130 642	203 844	163 686	126 005
sur les actions privilégiées	—	—	—	—
d'une filiale	—	—	—	—
Dividendes sur les actions	120 082	138 971	107 937	95 846
priviliées d'une filiale	—	—	—	—
Bénéfice net après les	10 560 \$	64 873 \$	55 749 \$	30 159 \$
dividendes sur les actions	—	—	—	—
priviliées d'une filiale	—	—	—	—
Fonds de roulement	500 271 \$	526 970 \$	457 550 \$	357 684 \$
provenant de l'exploitation	1 046 561	679 420	430 488	367 652
Dépenses en immobilisations	299 892	138 764	9 045	—
Subventions-Programme	7 213	868 068	3 766 766	749 528
d'encouragements pétroliers	7 552 115	6 612 533	3 411 321	3 348 913
Actif total	793 562	685 299	135 205	186 063
Fonds de roulement	330 686	1 312 773	283 075	329 506
Dette à long terme (note 3)	566 945	787 450	—	—
Participation minoritaire	1 464 375	1 464 375	1 464 375	1 464 375
Actions privilégiées émises	802 691	802 691	802 691	802 691
par une filiale	—	—	—	—
Avoir de l'actionnaire	10,9	10,7	11,1	10,9
— Pétrole brut et dérivés liquides	10,8	11,3	9,9	11,1
du gaz naturel (millions de m ³)	10,6	10,7	9,3	11,5
Pétrole brut synthétique	2,3	2,1	1,5	1,2
(milliers de m ³)	—	—	—	—
Pétrole étranger	0,2	0,2	0,2	—
(milliers de m ³)	47,1	47,0	42,3	44,8
— Pétrole brut (millions de m ³)	7,7	8,2	6,4	5,6
— Dérivés liquides du gaz naturel	135,8	138,3	115,4	107,8
— Gaz naturel (milliards de m ³)	0,9	1,1	1,0	1,0
— Pétrole brut (millions de m ³)	—	0,5	0,5	—
— Gaz naturel (milliards de m ³)	4,6	4,0	1,4	1,3
— Essence et distillat	1,3	1,2	1,2	1,2
— Gaz de pétrole liquéfié	1 605	1 504	407	420
Points de distribution	6 166	5 801	2 823	2 246
Nombre au 31 décembre	2 038	2 038	2 038	2 038

1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années précédentes afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.
2. Les résultats financiers et de l'exploitation sont inclus depuis le 11 novembre 1978 pour l'ancienne Pacific Petroleum Ltd., depuis le 12 mai 1981 pour l'exploitation de l'ancienne Petrofina Canada Inc. et depuis le 1^{er} mai 1982 pour l'exploitation de Panarctic Oils Ltd.
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.
4. Les chiffres donnés pour les réserves de brut synthétique provenant de l'intérêt de la Société dans le Projet Synchrude.

Conseil

d'administration

Wilbert (Bill) H. Hopper
Président du Conseil d'administration
et directeur général
Petro-Canada
Calgary, Alberta

J.-Claude Hébert

Vice-président du Conseil
d'administration
Petro-Canada

Conseiller en affaires
Montréal, Québec

Edward M. Lakusta

Président et directeur général
Opérations
Petro-Canada

Calgary, Alberta

James T. Black

Président et directeur général
Les Sociétés Molson Liée
Kendale, Ontario

Richard J. Cashin

Président
Newfoundland Fishermen, Food
and Allied Workers Union

Saint-Jean, Terre-Neuve

Ione J. Christensen

Présidente
Hospitality North Ltd.

Whitehorse, Yukon

Marshall A. Cohen

Sous-ministre
Ministère des Finances
Ottawa, Ontario

Jerahmiel S. Grafstein

Associé
Mindem, Gross, Grafstein
and Greenstein

Toronto, Ontario

H. Harrison McCain

Président du Conseil d'administration
McCain Foods Limited

Florenceville, Nouveau-Brunswick

David MCD. Mann

Associé
Cox, Downie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nouvelle-Écosse

Cadres supérieurs

Wilbert (Bill) H. Hopper
Président du Conseil d'administration
et directeur général

Edward M. Lakusta

Président et directeur général
Opérations

David P. O'Brien

Premier vice-président
Finance et Planification

James M. Stanford

Président
Ressources Petro-Canada

William A. West

Président
Les Produits Petro-Canada

Associé
Mindem, Gross, Grafstein
and Greenstein

Toronto, Ontario

H. Harrison McCain

Président du Conseil d'administration
McCain Foods Limited

Florenceville, Nouveau-Brunswick

David MCD. Mann

Associé
Cox, Downie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nouvelle-Écosse

J.-Robert Ouimet
Président et directeur général
Groupe Ouimet-Cordon Bleu
Montréal, Québec

Thomas K. Shoyama

Professeur invité
École d'administration publique
Université de Victoria

Victoria, Colombie-Britannique

Ian A. Stewart

Conseiller principal
Département d'état au

Développement économique et régional
Gouvernement du Canada

Ottawa, Ontario

Paul M. Tellier

Sous-ministre
Ministère de l'Énergie,
des Mines et des Ressources

Ottawa, Ontario

La Société

Petro-Canada est une société
pétrolière intégrée qui appartient
en totalité au Gouvernement du
Canada. Créée par une loi du
Parlement en 1975 et partie de
l'Annexe D des sociétés d'État,
Petro-Canada a commencé ses
activités en 1976. Depuis cette
date, elle a acquis trois sociétés
importantes et entrepris avec
résolution un programme
d'expansion dans tous les secteurs
de l'industrie, ce qui lui a permis
de devenir l'une des grandes
sociétés intégrées de cette
industrie avec un actif de 7
milliards de dollars.

La filiale de Petro-Canada, Canertech
une société d'investissement
de capital-risque consacrée au
développement de la technologie de
conservation et aux sources
alternatives d'énergie renouvelables
a complété sa deuxième année
d'exploitation. On s'attend que
Canertech soit réorganisée en 1983
comme société autonome de la
Couronne.

Société Petro-Canada pour l'assistance internationale

La Société Petro-Canada pour
l'assistance internationale (SPCAI),
une filiale qui appartient entièrement
à Petro-Canada, aide les pays en voie
de développement importateurs de
pétrole à découvrir et à exploiter
leurs propres ressources intérieures
pétrole et de gaz afin de réduire leur
dépendance des importations. Un
important facteur dans la sélection
des projets est la possibilité
d'utilisation de biens et de services
canadiens.

Comme la SPCA est financée à
même les fonds d'assistance du
Gouvernement du Canada, son
activité n'a aucun effet sur les résultats
de Petro-Canada.
Durant 1982, la SPCA a exécuté des
ententes pour des projets qui sont en
cours en Tanzanie, en Jamaïque, au
Sénégal et à La Barbade.



Rapport
annuel
1982



CAI
PET
- A56

1983 Annual Report



Government
Publications

Board of Directors

Chairman of the Board

President

Vice President

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Chairman of the Board

President

Vice President

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Senior Officers

Chairman of the Board

President

Vice President

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Director

Five Year Financial and Operating Summary

		1983	1982	1981	1980	1979
		(Note 2)	(Note 2)	(Note 2)		
Summary of Earnings	Revenue	\$4 172 343	\$2 788 136	\$2 674 603	\$1 023 398	\$ 766 295
(in thousands of dollars)	Expenses	3 796 137	2 481 013	2 245 585	704 248	513 273
		376 206	307 123	429 018	319 150	253 022
	Add (deduct):					
	Provision for income taxes	(248 966)	(188 298)	(225 174)	(155 464)	(121 968)
	Gain on sale of subsidiary	—	7 082	—	—	—
	Minority interest	5 823	4 735	—	—	(5 049)
	Earnings before extraordinary items and dividends on redeemable preferred shares	133 063	130 642	203 844	163 686	126 005
	Extraordinary items	(16 515)	—	—	—	—
	Earnings before dividends on redeemable preferred shares	\$ 116 548	\$ 130 642	\$ 203 844	\$ 163 686	\$ 126 005
Other Financial Data	Working capital provided from operations	\$ 676 315	\$ 500 271	\$ 526 970	\$ 457 550	\$ 357 684
(in thousands of dollars)	Capital expenditures	1 030 048	1 053 774	679 420	430 488	367 652
	Petroleum Incentives Program grants	468 488	299 892	138 764	—	—
	Acquisition of subsidiary companies and minority interests therein	537 672	351 108	568 297	9 045	749 528
	Total assets	8 239 025	7 552 115	6 612 533	3 766 766	3 411 321
	Working capital	777 622	793 562	685 299	135 205	186 063
	Long-term debt (Note 3)	188 408	330 686	1 312 773	283 075	329 506
	Redeemable preferred shares	1 394 085	1 464 375	1 464 375	1 464 375	1 464 375
	Shareholder's equity	4 010 560	3 341 848	1 640 444	1 114 599	978 850
Daily Production	Domestic production from oil and gas wells					
(net before royalties)	— Crude oil and natural gas liquids (thousands of m³)	10.8	10.8	11.3	9.9	11.1
	— Natural gas (millions of m³)	10.0	10.6	10.7	9.3	11.5
	Synthetic crude oil (thousands of m³)	3.0	2.3	2.1	1.5	1.2
	Foreign crude oil (thousands of m³)	0.5	0.2	0.2	0.2	—
Proven Reserves	Domestic					
(net before royalties)	— Crude oil (millions of m³)	45.0	47.1	47.0	42.3	44.8
	— Natural gas liquids (millions of m³)	7.4	7.7	8.2	6.4	5.6
	— Natural gas (billions of m³)	134.3	135.8	138.3	115.4	107.8
	— Synthetic crude oil (millions of m³)	26.3	27.4	28.3	20.5	21.1
	Foreign					
	— Crude oil (millions of m³)	0.9	0.9	1.1	1.0	1.0
Marketing	Sales volumes (millions of m³)					
	— Gasoline and distillates	7.9	4.6	4.0	1.4	1.3
	— Liquefied petroleum gases	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2
	Wholesale and retail marketing outlets	3 107	1 605	1 504	407	420
Employees	Number at December 31	6 601	6 166	5 801	2 823	2 246

Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial and operating results are included from May 12, 1981, for the former Petrofina Canada Inc. operations, from May 1, 1982, for the operations Panarctic Oils Ltd., and from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations.
3. Long-term debt includes current maturities.

Corporate Profile

Petro-Canada is the largest Canadian owned Corporation in the petroleum industry and the only nationally integrated Canadian oil and gas Corporation. The Corporation is primarily engaged in oil and gas exploration and production, and the transportation, refining and marketing of hydrocarbons for Canadian needs.

Petro-Canada, formed by Act of Parliament in 1975, is wholly owned by the Government of Canada. Operations began in 1976, and today, with its head office in Calgary, Alberta, the Corporation carries out its activities from coast to coast. Petro-Canada employs 6 601 people and has assets of \$8.2 billion.

Head Office Address:

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
Telephone: (403) 296-8000
Telex: 03825753

Cover photo: Debbie Farrow, well site geologist, Ralph Sparrud, consulting drilling supervisor, at rear, and Duncan McFarlane, consulting geologist, examine fresh core samples from a new well near Rocky Mountain House, Alberta.

March 30, 1984

The Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors I am pleased to present the 1983 Petro-Canada Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1983.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and related statements together with the auditor's report.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'W. H. Hopper', with a stylized flourish at the end.

W. H. HOPPER
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

Message from the Chairman of the Board



Petro-Canada's Executive Council, from left, David O'Brien, Ed Lakusta, Bill Hopper, Bill West and Jim Stanford.

On behalf of the Board of Directors I am pleased to present the Petro-Canada Annual Report for the fiscal year 1983.

The year was an eventful one for Petro-Canada and one of major achievement in all areas of operations. The Corporation's financial results show a considerable improvement over 1982 despite a difficult business climate. Increased conventional and synthetic crude oil production more than offset a decline in natural gas sales and a deterioration in profitability for the refining and marketing industry.

Funds from operations increased approximately 35 per cent to \$676 million, the highest level in the Corporation's eight-year history; after deducting preferred share dividends, the funds available for reinvestment and debt

retirement increased by a significant 55 per cent to approximately \$590 million. Capital expenditures were \$1 030 million. Internally generated funds will increasingly become the major source of funds for reinvestment with government equity injections becoming less significant as the Corporation matures. The programs instituted in 1982 to control operating expenses and staff levels were continued and re-emphasized this year and have yielded clear benefits in terms of improved efficiency and financial results.

Petro-Canada continued an active program of frontier exploration both as operator and as a joint-venture participant — this program yielded a series of significant discoveries during 1983. A number of successful wells were drilled to delineate the Venture and Hibernia discoveries. Petro-Canada continues to emphasize the importance of the frontiers as a future source of oil and natural gas for Canadians and our emphasis is being directed to those areas which offer the prospect of earliest commercial development.

The oil sands and heavy oils of Alberta and Saskatchewan are another important future source of oil supply and Petro-Canada was an active participant in these areas in 1983. The Syncrude oil sands plant in which Petro-Canada owns a 17 per cent share, achieved a production level of 6.5 million cubic metres in 1983 — the highest level ever. The Syncrude participants decided to expand the capacity of the plant to 21 900 cubic metres a day: this decision followed agreement with the Government of Alberta on revised royalty terms and will result in additional production starting in 1988. Petro-Canada entered into a joint venture at Wolf Lake, Alberta — the \$150 million enhanced oil project started in 1983, and is scheduled to begin producing oil in 1985. During 1983, Petro-Canada carried out a series of studies of the technical and economic feasibility of an oil sands mining project. The scale of this project (approximately 7 800 cubic metres a day of synthetic oil production) would be considerably smaller than Syncrude but the capital costs would be more manageable than for a larger scale project. Petro-Canada will discuss with governments the desirability of proceeding with such a project and the fiscal regime which would be needed to encourage investors to participate in the venture.

The refining and marketing assets of BP Canada were successfully integrated into the Petro-Canada network, the rebranding to the Petro-Canada logo continued to yield increases in sales and Petro-Canada has become a powerful competitor in the marketplace.

To improve the overall efficiency of the Corporation, Petro-Canada restructured its operations into three groups: Petro-Canada Resources, responsible for upstream oil and gas operations; Petro-Canada Products with responsibility for downstream operations; and the Corporate Division. An Executive Council, made up of the five senior corporate officers, ensures that the strategies and business plans of the operating divisions are consistent with Petro-Canada's mission. The rapid growth and complexity of Petro-Canada's operations required the Corporation to recruit from outside a number of senior officers with extensive industry knowledge and experience. I anticipate that future management requirements will be staffed predominantly from within the Corporation.

In light of the deterioration in the business environment and the need for corporate consolidation after several

acquisitions, the necessity to reduce staff numbers was clearly recognized; through the use of early retirement and voluntary terminations we were able to cushion the impact on our employees. I was very impressed with the continued dedication of employees through this difficult period. Our Calgary based staff began moving into the new head office building, the Petro-Canada Centre, during 1983 and we expect the move to be completed by mid-1984. Having our Calgary based staff in a single location will significantly improve our efficiency and reinforce Corporate morale.

In closing, I would like to thank our outgoing Directors, Ione Christensen, T. K. Shoyama, and J. S. Grafstein. Their efforts on behalf of Petro-Canada are much appreciated. It is particularly appropriate to pay tribute to T. K. Shoyama, a founding Director of Petro-Canada in 1976, whose advice and support has been invaluable during a crucial stage of Petro-Canada's development.



W. H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

March 30, 1984

Corporate Overview



Contract welder works on a field gathering pipeline at the Corporation's Valhalla oil operation. Field development of this northeastern Alberta project added substantially to oil reserves in 1983.

Despite being a difficult year for the Canadian oil and gas industry, 1983 was one of fundamental change and considerable achievement for Petro-Canada. World oil prices declined and demand for natural gas and petroleum products was weak. Profitability in the refining and marketing sector was inadequate during most of 1983, as the industry came to grips with surplus refining capacity and intense price competition prevailed in the wholesale and retail sectors. Petro-Canada responded quickly to the challenge posed by the tough business climate.

- Corporate priorities were refocused to emphasize a better balance between shorter-term cash generating activities and higher risk, longer term projects.
- Frontier exploration efforts now emphasize the earliest and most promising oil opportunities to achieve commercial production.
- Western Canada exploration was refocused towards oil because of the uncertain market outlook for natural gas.
- Capital expenditure priorities were re-examined and directed toward projects offering early cash flow enhancement and reduced cost.

- The programs started in 1982 to improve efficiency and to reduce expenses and staff were continued and re-emphasized.
- A number of projects which had appeared viable in a higher energy price environment but which could no longer be sustained were discontinued or deferred.
 - It is not anticipated that the Labrador exploration program will continue in 1984.
 - The Rim Gas project has been discontinued.
 - As a matter of commercial prudence, investment in the Come by Chance refinery is being written down because of the uncertainty associated with reactivation of this refinery.
 - The Arctic Pilot Project is being deferred indefinitely.

These decisions were not easy but were necessary to ensure that Petro-Canada could operate effectively in the current business environment and could respond to future challenges. The results of these actions were already evident in 1983:

- Financial results are the best in the Corporation's history.



Chris Holdham, foreground, and Dana Nisbett monitor Petro-Canada's main computer network.

- An active exploration program yielded a number of important oil and gas discoveries in Western Canada and the frontiers.
- A series of successful delineation wells were completed in the Hibernia and Venture discoveries.
- Conventional and synthetic crude oil production increased significantly from 1982 levels.
- The refining and marketing assets of BP Canada were successfully integrated into the Petro-Canada Products network.
- An effective set of Canadian Benefits policies was put into operation.

Petro-Canada Resources

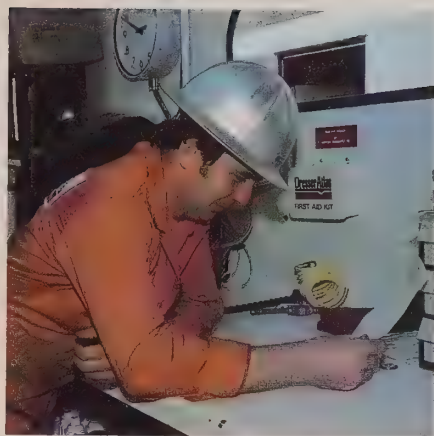


Yasuhisa Inaba, research technologist, operates a hot stage microscope at the Corporation's process research laboratory where research and development for oil sands, heavy oil and refining are conducted.

Within the upstream sector of its business, managed by Petro-Canada Resources, the Corporation directed its priorities toward a better balance between shorter-term cash generation opportunities in Western Canada and the longer-term, high-risk projects in the frontiers. Petro-Canada also took major steps to strengthen its ongoing commitment to the principle that Canadians should derive maximum benefit from Petro-Canada's activities in the oil and gas sector.

Exploration

Petro-Canada's strategic thrust was on finding and developing major new sources of hydrocarbon supply in the frontier regions, particularly Canada's East Coast offshore areas. Its exploration and development activities were directed at the Hibernia and Sable Basin areas, with relatively less activity in the Beaufort Sea, Labrador and the Arctic Islands. In its Western Canadian activities, the Corporation's strategic emphasis was on early cash generation opportunities balanced by a careful reappraisal of the longer-term supply potential of Alberta's extensive heavy oil and oil sands deposits.



Contract employee studies duty roster aboard a Petro-Canada semi-submersible drilling rig off the coast of Nova Scotia.

Frontier and International

In the frontiers, Petro-Canada participated in 20 of a total of 23 wells completed in 1983, and it operated seven of these wells. During the year, Petro-Canada finalized four exploration agreements with the Federal Government covering 2.2 million hectares off the coast of Newfoundland. The first major well in this program was Terra Nova K-08 in the Corporation's 100 per cent South Hibernia acreage. Petro-Canada was subsequently joined by Canadian partners who are participating in this well and in the additional wells to be drilled in this location. Preliminary results at year end were encouraging and drilling was continuing.

Petro-Canada, as a 25 per cent working interest partner, participated in the successful



Jim McGregor, geophysicist, left, Bev Fletcher and Tom Powers, both geophysical technologists, check quality control on seismic section.

three-well delineation program completed in the Hibernia field. The results of the testing at the Hibernia B-27, J-34 and I-46 locations were encouraging and provided further valuable reservoir information that is being used in the design of a production system for the field. Full scale development of this major oil field will require substantial future capital commitments by the Corporation and the application of technologically advanced production techniques.

Petro-Canada has a 45 per cent interest in Glenelg J-48, the most promising exploratory well drilled in the Sable Basin in 1983. Delineation drilling is required to determine the

Canadian East Coast Offshore

Lands in which Petro-Canada has interests



commercial significance of the Glenelg discovery. The Corporation also has a 42 per cent interest in the Uniacke G-72 well, drilling at year end 20 kilometres northwest of the Venture gas field.

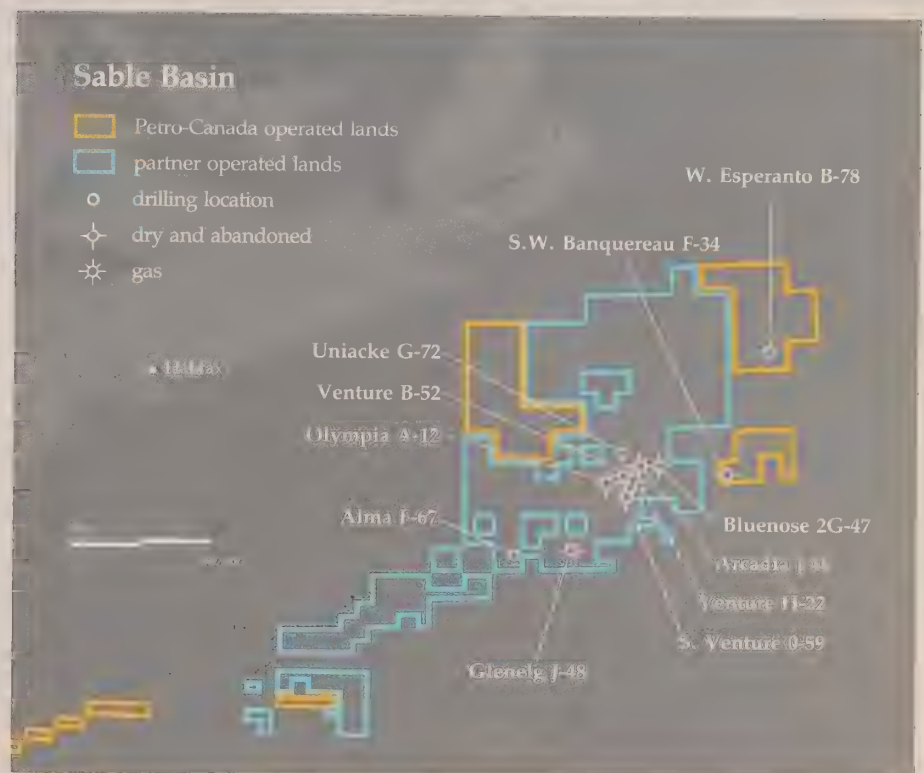
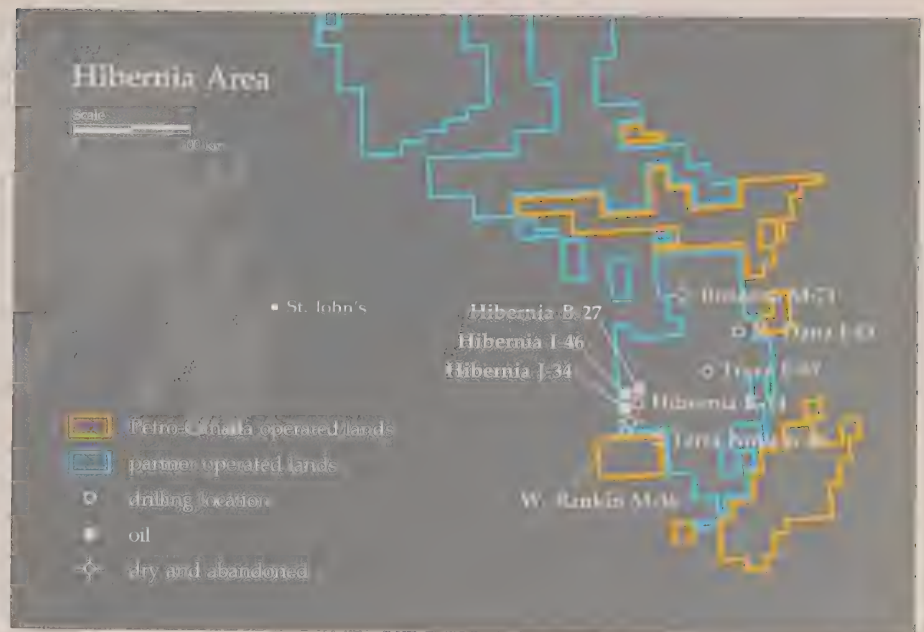
Petro-Canada participated, as a 30 per cent working interest partner, in the successful two-well delineation drilling program in the Venture field in the Sable Basin. The results of the testing at Venture B-52 were encouraging. At year-end the delineation well Venture H-22 was being prepared for a comprehensive testing program. Testing on these two wells will establish the southward extent of the Venture field and has already helped confirm the presence of significant gas reserves for a development plan. Commitments from suitable gas markets are vital to the development schedule for this project.

The Corporation had a modest participation in three wells completed in the Beaufort Sea, with the most encouraging results from the Itiyok I-27 well. This well, drilled from a dredged island, was located 68 kilometres northwest of Tuktoyaktuk. In Labrador, the results of the Corporation's three-well drilling program were not encouraging and Petro-Canada is assessing its position with respect to activity in this region.

Western Canada

Petro-Canada demonstrated continued success in Western Canada in 1983. It participated in the drilling of 132 exploratory wells at a relatively high success ratio of 56 per cent, and in the drilling of 174 development wells at a success ratio of 95 per cent.

Two of the areas in which Petro-Canada participated in the discovery of new oil reserves were the Wapiti and Shekilie/Amigo areas of northwestern Alberta. The Corporation also began an active drilling program in Saskatchewan in 1983, directing its exploration activity to both conventional oil in eastern Saskatchewan and heavy oil reserves in the western region of the province. In Manitoba, the Corporation continued its participation in the active Waskada oil field, where wells are now producing.



hectare = 2.47 acres / 1 kilometre = 0.62 miles / 1 cubic metre = 6.28 barrels / 1 cubic metre = 35.31 cubic feet / 1 cubic metre = 219.97 gallons



Fred Schweitzer and Roger Bros examine valve assembly in preparation for installation at the new Wolf Lake oil sands project.



Sally McInnes, vice-president, programming, resources and technology, is completing program design.

Major New Initiatives

In light of the continued decline of established Western Canadian oil reserves and of the extensive reserves of heavy oil and oil sands in Alberta, Petro-Canada has been actively studying oil sands as a medium-term supply source.

One of the most significant initiatives taken by the Corporation in 1983, was its decision to participate on a 50 per cent basis in the construction of a \$150 million in situ oil sands plant at Wolf Lake, Alberta. The decisions made by the federal and provincial governments to relax the fiscal regime provided the impetus for this project to proceed.

Initially, the Wolf Lake project will use the traditional steam-injection method for bitumen extraction from about 200 wells. When the facility comes on stream in 1985, about 1 100 cubic metres of bitumen will be produced daily. Construction of the plant, which will employ 450 people, began in the summer and drilling began in late 1983. Through its participation, Petro-Canada will derive early cash flow, gain technological experience, and will be in a strong position to initiate a larger in situ project if warranted.

Another major initiative undertaken in 1983 in the oil sands was the decision to expand the production of synthetic crude oil from the Syncrude plant by 17 per cent to 21 900 cubic metres a day. This decision was made largely as the result of a royalty deferral agreement reached between the Syncrude owners

and the Alberta government. The expansion program, which will involve significant capital investments, is expected to be completed by late 1987.

In late 1983, Petro-Canada initiated a major independent study to assess the feasibility of a medium-sized mineable oil sands plant. The Corporation believes that, in the context of national energy policy, the oil sands option should be seriously reconsidered — the oil sands resource base is known and extensive; the mining, extraction and upgrading technologies have been well established by the Suncor and Syncrude plants; and the cost estimates are now both lower and more reliable than at the time of earlier proposed projects.

In its international operations, Petro-Canada was part of a five-member international consortium that successfully negotiated five exploration contracts on 1.4 million hectares offshore in the People's Republic of China. These were the initial contracts awarded during the first round of bidding. The Corporation has interests of up to 10 per cent in the offshore blocks and it participated in a seismic program and the spudding of the first well during the year.

During 1983, the Corporation established clear Canadian Benefits policies and procedures to reflect its ongoing commitment to the principle that Canadians should derive maximum benefit from Petro-Canada's activities in the oil and gas sector. These policies, which were based on a comprehensive review of the Corporation's performance in the area of Canadian Benefits, make Petro-Canada's commitment more explicit through all levels of decision-making.

Several initiatives undertaken by Petro-Canada in 1983 enabled Canadians to participate directly in the exploration of hydrocarbons, both off Canada's coast and internationally. In July the newly constructed, dynamically positioned semi-submersible drilling rig, SEDCO 710, a 50 per cent Petro-Canada joint venture, arrived on the East Coast. Other achievements during the year included the completion and commissioning of two anchor-handling supply vessels in Newfoundland and a seismic vessel in Quebec. The supply vessels have since been sold by Petro-Canada to Canadian companies and are working under contract to the Corporation. A Canadian company is operating the Petro-Canada owned seismic vessel, *Bernier*, on Petro-Canada's behalf. To date, the *Bernier* has been active in

Western Canada Production Summary			
(Corporation's share before royalty)			
	Oil	Natural Gas	Natural Gas Liquids
	(in thousands of cubic metres)	(in millions of cubic metres)	(in thousands of cubic metres)
Alberta			
Conventional	3 014	2 399	524
Syncrude	1 102	—	—
Empress	—	—	2 316
British Columbia	231	1 231	11
Saskatchewan	153	10	—
Manitoba	3	—	—
Total	4 503	3 640	2 851

support of the Corporation's East Coast operations and Petro-Canada International Assistance Corporation's operations.

Production and Reserves

Production and Development

Petro-Canada continued as a major producer of petroleum and natural gas in Canada in 1983. It was one of the largest producers of oil, accounting for approximately six per cent of total industry production of conventional oil. The

Corporation ranks as the largest producer of natural gas in British Columbia and among the top four in Alberta, producing about five per cent of total natural gas production in Canada.

The Corporation's efforts to increase conventional oil production, particularly through development activities, were successful in offsetting the natural production declines of old fields.

Petro-Canada's major oil development projects were all in Alberta: Valhalla, Bellshill Lake, and Caroline. The Corporation successfully added more than a million cubic metres of proven oil reserves from its development wells at Valhalla, and it expects to

more than double this amount from a waterflood which is now being designed. In the Bellshill Lake oil field, Petro-Canada continued with its major infill drilling project, adding 30 new wells in 1983. The Corporation's major miscible flood project at Caroline was under construction during the year and is expected to more than double the daily production rates when it is completed. The Corporation, through its 17 per cent ownership of Syncrude Canada Ltd., enjoyed the highest level of production of synthetic crude oil in 1983. The Syncrude oil sands mining plant, the largest of its type in the world, produced about 30 per cent more synthetic crude than in 1982. Petro-Canada's share, before royalty adjustments, was over one million cubic metres.

The increased production of synthetic oil from the Syncrude plant brought Petro-Canada's total oil and field natural gas liquids production up five per cent over 1982 levels to five million cubic metres in 1983 (an average of 13.8 thousand cubic metres a day). Natural gas production, constrained by poor demand particularly in the export market, fell by six per cent to 3.6 billion cubic metres (an average of about 10 million cubic metres a day).

Proven Reserves of Oil and Natural Gas Liquids

(before royalties)

	1983	1982	1981	1980	1979
	(thousands of cubic metres)				
Oil reserves					
British Columbia	2 754.5	2 868.2	3 080.0	2 911.2	3 052.3
Alberta	40 315.4	42 397.6	42 357.6	38 492.6	41 376.0
Saskatchewan	1 833.3	1 793.5	1 608.0	865.5	352.2
Manitoba	57.7	45.5	11.3	0.0	0.0
	<u>44 960.9</u>	<u>47 104.8</u>	<u>47 056.9</u>	<u>42 269.3</u>	<u>44 780.5</u>
Syncrude	26 300.0	27 400.0	28 300.0	20 500.0	21 100.0
Spain	<u>949.1</u>	<u>906.1</u>	<u>1 089.5</u>	<u>974.2</u>	<u>1 029.6</u>
Total Oil	<u>72 210.0</u>	<u>75 410.9</u>	<u>76 446.4</u>	<u>63 743.5</u>	<u>66 910.1</u>

Natural gas liquids reserves

British Columbia	905.1	935.1	948.1	1 001.2	889.5
Alberta	<u>6 478.1</u>	<u>6 774.9</u>	<u>7 301.9</u>	<u>5 382.0</u>	<u>4 733.0</u>
Total Liquids	<u>7 383.2</u>	<u>7 710.0</u>	<u>8 250.0</u>	<u>6 383.2</u>	<u>5 622.5</u>
Grand Total Oil & Gas Liquids	<u>79 593.2</u>	<u>83 120.9</u>	<u>84 696.4</u>	<u>70 126.7</u>	<u>72 532.6</u>

Proven Reserves of Natural Gas

(before royalties)

	1983	1982	1981	1980	1979
	(millions of cubic metres)				
British Columbia	47 455.4	48 755.7	50 144.8	50 955.3	45 576.2
Alberta	86 511.5	86 712.0	87 784.7	64 125.2	61 955.9
Saskatchewan	<u>333.8</u>	<u>310.9</u>	<u>320.9</u>	<u>312.3</u>	<u>276.7</u>
Total Gas	<u>134 300.7</u>	<u>135 778.6</u>	<u>138 250.4</u>	<u>115 392.8</u>	<u>107 808.8</u>

Land Summary

	Gross	Net
	(hectares)	
Provinces		
British Columbia	1 305 835	732 959
Alberta*	4 005 311	1 833 605
Saskatchewan	257 365	122 869
Manitoba	149 490	75 606
Ontario	32 635	19 392
Quebec	1 124 982	581 277
Frontier		
Northwest Territories and		
Beaufort Sea	11 793 808	8 233 631
Hudson Bay	429 314	52 776
Arctic Islands	6 794 284	949 246
East Coast Offshore	33 037 725	13 440 530
West Coast Offshore	2 358 345	2 358 345
International	1 681 737	149 024
Total**	<u>62 970 831</u>	<u>28 549 260</u>

* includes oil sands leases

** excludes coal leases

Petro-Canada's gas development activity centered on the completion of the Hanlan-Robb gas plant, in which the Corporation has a 34.3 per cent interest. This plant, which is the first major gas processing facility to be constructed in Alberta in a decade, has a capacity of 8.5 million cubic metres of new gas daily.

In its international operations in offshore Spain, Petro-Canada's production from its 7.6 per cent participation in the Casablanca oil field more than doubled over 1982 levels, increasing to over 500 cubic metres a day. Good well performance, coupled with seismic results, confirmed the existence of additional recoverable reserves. Work continues on the adjacent Montanazo field where the Corporation also has a working interest and where a world record deep-water subsea well completion is underway.



Late May 1983, Petro-Canada workers inspect a wellhead at the world's first oil platform in the Gulf of Mexico.

Reserves

Petro-Canada's proven reserves of conventional oil at year end totalled 45.0 million cubic metres, down some four per cent from 1982 levels. In addition to its conventional reserves, the Corporation's interest in Syncrude Canada Ltd. accounts for 26.3 million cubic metres of proven reserves of synthetic crude oil.

Petro-Canada's proven reserves of natural gas totalled 134.3 billion cubic metres at year end, down about one per cent from 1982. The Corporation's proven reserves of natural gas liquids totalled 7.4 million cubic metres at year end, down four per cent from 1982.

Petro-Canada Products



Cyril O'Brien, operator of Petro-Canada's first service station in Newfoundland, discusses product with a new customer. Petro-Canada completed its nationwide retail link in late summer.

Within the petroleum products sector of its operations, managed by Petro-Canada Products, the Corporation directed its strategic priorities to achieving an increasingly profitable and self-sustaining business, based on steady improvements in refining and marketing efficiency, and high levels of customer, employee and dealer satisfaction.

During 1983, the Corporation made major progress towards achieving its strategic objectives. Like the rest of the industry in the refining and marketing business, however, it suffered from severely depressed product prices and margins, the result of intense price competition in the wholesale and retail sectors.

A major corporate achievement was the acquisition and integration of the refining and marketing assets of BP Canada Inc. With this purchase, the



Mike Findlay is one of several employees at Petro-Canada's Trafalgar refinery in Oakville who are responsible for proper fire drill procedures.

Corporation was able to fill a major marketing gap in the key provinces of Ontario and Quebec. The acquisition established Petro-Canada as a significant presence in the downstream, and the Corporation moved decisively to integrate its expanded assets into an efficient operation. This process included a comprehensive reorganization, the commencement of the reidentification of retail sales outlets to the familiar Petro-Canada logo, and a major rationalization plan.

The rationalization plan included the closure of inefficient stations, selective capital investments to increase efficiency at existing marketing and refining facilities, and



Joann Benford and Maria Troiano, standing, discuss credit card accounting practices with Laurie Leger and Diane Murdoch.

better asset utilization through product exchanges and processing arrangements.

By the end of 1983, Petro-Canada had streamlined its national marketing and refining network to include 2 800 retail sales outlets, three refineries (at Taylor, B.C., with utilization approaching 70 per cent; at Montreal, with utilization at 90 per cent; and at Trafalgar, Ontario, with close to 100 per cent utilization), and a 49 per cent interest in a fourth refinery at Port Moody on the West Coast. During the



Worker in safety harness, suspended in a large storage tank, inspecting the bottom of the tank.

summer, the Corporation opened retail sales outlets in Newfoundland, thereby completing its nationwide marketing network.

Petro-Canada's major thrust towards efficiency showed positive results. In the area of customer satisfaction, the Corporation's sales volumes outperformed that of the industry throughout 1983. Market share grew, reflecting continued strong public support for Petro-Canada products and services.

Petro-Canada is the only nationally integrated Canadian petroleum company, and is the fourth largest overall. Nationally, Petro-Canada has captured roughly 14 per cent of the key gasoline and distillates market.

During 1983, the Corporation's marketing efforts across the country actively promoted



Archie McLean, left, and Mary Johnson, right, working on a computer terminal during electronic mail training session.

Petro-Canada's national presence in the industry. The familiar "Pump your money back into Canada" advertising campaign was begun early in the year and achieved considerable success. Petro-Canada was also involved in local community activities through sponsorships and direct participation in events such as the Calgary Exhibition and Stampede.

The Corporation's emphasis on refining efficiency improvements was particularly reflected in its activities in the Eastern Region, which represents Quebec and the Atlantic provinces. Petro-Canada commenced the successful operation of the Visbreaker at its Montreal

refinery. This unit, with a capacity of 2 225 cubic metres a day, is designed to increase the production of gasolines and middle distillates through the partial conversion of less valuable heavy fuel oil. The construction of the Visbreaker has increased crude flexibility and significantly improved the upgrading capability at the refinery.

Petro-Canada also commenced a major initiative in the Eastern Region in 1983, with the construction of the CANMET upgrading technology demonstration project at the Montreal refinery. This project, planned to come onstream by 1986, is aimed at improving the refinery's efficiency and also at demonstrating the CANMET technology and its potential industrial benefits.

The CANMET technology, developed by the federal department of Energy, Mines and Resources, is an application of the hydrocracking process to increase the production of gasoline and distillates from heavy fuel oil. Petro-Canada acquired the rights to build a CANMET prototype at its refinery and to commercialize the process on an international scale. If successful, this technology demonstration project could significantly increase Canada's capability to upgrade heavy oil

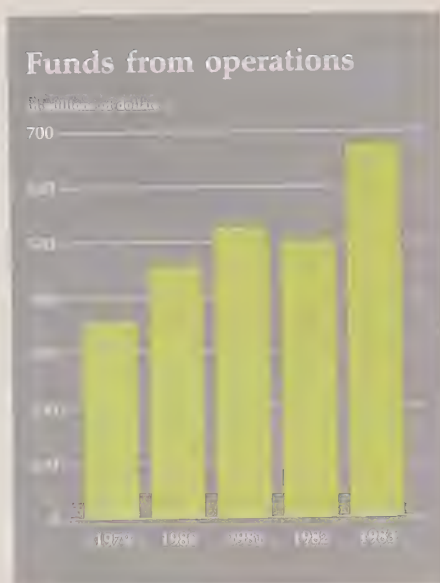
Financial Review



Rob Saddleir, manager, financial accounting, is but one of a team responsible for corporate accounting at Petro-Canada's head office in Calgary.

The Corporation's financial results for 1983 show considerable improvement over 1982 despite such unfavorable factors as reduced natural gas sales and the price wars which plagued the refined oil products business in Eastern Canada. Increased revenues from sales of conventional crude oil and field liquids, together with a record-setting year for production from Syncrude more than offset the negative factors and were augmented by savings from steps taken during the year to reduce both administrative and operating expenses.

Arrangements for the purchase of the refining and marketing assets of BP Canada Inc. were concluded in February, 1983. In comparing the 1983 results with those of the previous year, it should be noted that the 1983 results include the former BP operations from March 1, 1983, the effective date of the acquisition.



Funds from Operations and Earnings

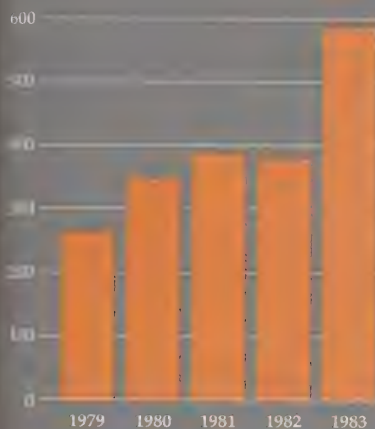
As stated in the Chairman's message, funds from operations of \$676 million were the highest in the Corporation's eight year history. This figure represents an increase of \$176 million, or 35 per cent over 1982. Funds from operations are high in relation to earnings before dividends of \$117 million because, in arriving at the latter, deductions are made for depreciation, depletion and amortization, and deferred income taxes which reduce earnings but which do not require cash expenditures. The Corporation's aggressive exploration and development program involves high expenditures which generate deductions in arriving at taxable income. As a result, of

the total income tax provision for 1983, only \$21 million was currently payable, while \$228 million was deferred and therefore did not reduce funds available for reinvestment. Because of this, Petro-Canada believes that funds from operations is a more meaningful measure of performance for the Corporation than the more commonly applied yardstick of earnings. After deducting preferred share dividends, funds from operations available for reinvestment and debt retirement were \$590 million compared to \$380 million in 1982, an increase of 55 per cent.

Earnings before income taxes, minority interest, extraordinary items and preferred share dividends were \$376 million, up by \$62 million, or 20 per cent from 1982. The provision for income taxes totalled \$249 million compared to \$188 million in 1982. The Corporation made royalty and other payments to provincial governments of \$303 million, and incurred Petroleum and Natural Gas Revenue Tax of \$108 million, neither of which are deductible in calculating income taxes. This, together with the non-deductibility for tax purposes of the amount by which the purchase price

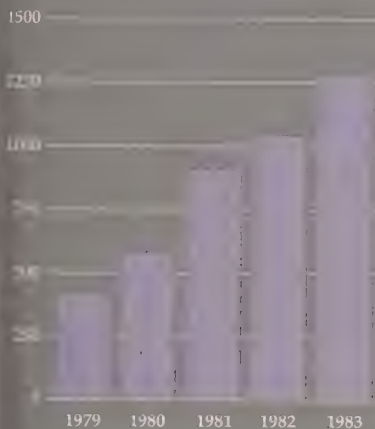
Funds available for reinvestment and debt retirement

in millions of dollars



Accumulated deferred income taxes

in millions of dollars



paid for acquired companies exceeded their book value, results in a rate of taxes on pre-tax earnings of 66 per cent. Earnings for the year after income taxes and minority interest, but before extraordinary items and dividends were \$133 million, compared to \$131 million in 1982.

In view of the uncertainty associated with the commissioning of Petro-Canada's refinery at Come by Chance, Newfoundland, the Corporation has written off its investment in this facility as an extraordinary charge to earnings. In addition, the Corporation's \$5 million equity share of Westcoast Transmission's write-down covering certain costs relating to Phase II of the Alaska Highway Gas project is included in the total charge of \$17 million. These extraordinary items reduced earnings for the year before dividends to \$117 million.

As indicated previously, compared to funds from operations, the Corporation's earnings are relatively low because of non-cash expenses, notably charges representing the systematic write-off of capital expenditures by way of depreciation, depletion and amortization, and deferred income taxes.

With respect to capital expenditure write-offs, Petro-Canada amortizes the costs of its frontier exploration over the period during which exploration activity is expected to continue or until such time as an indicated commercial discovery is made. Since the exploration program is heavily weighted towards the frontier areas, the annual amortization charges become progressively higher, with no anticipated contribution to revenue, and therefore earnings, for a number of years. While there is no requirement under the Full Cost method of accounting followed by the Corporation to amortize the costs of frontier exploration, Petro-Canada believes that its practice is both conservative and appropriate.

Deferred income tax is an accounting concept, the relevance of which to an industry with an established history of massive and increasing capital expenditures each year must be seriously questioned. The United States Financial Accounting Standards Board issued a discussion

memorandum in August, 1983, "An analysis of issues — Accounting for Income Taxes" that asks, among others, the question "should deferred tax accounting be required at all, and if so, to what extent?" There is also considerable activity in the United Kingdom on the same subject and Petro-Canada suggests that it would be appropriate for the Canadian accounting profession to re-examine the treatment of deferred income taxes as it applies to the oil and gas industry.

Effects of Changing Prices

The Corporation has included in a later section of this report supplementary financial information on the effects of changing prices, in accordance with recommendations of the Canadian Institute of Chartered Accountants. Readers of that section will note that caution should be used in interpreting the results produced on a current cost basis, particularly with respect to the estimated



replacement cost of oil and gas reserves. While the range of equally valid alternatives which may be used by various companies in determining current cost is wide, the Corporation believes the supplementary information at least demonstrates that reporting financial results on the basis of historical costs fails to reflect economic reality. The differences between financial results prepared on a current cost basis and those obtained using historical costs are much greater for Petro-Canada's major competitors than for the Corporation. This is due to the fact that Petro-Canada's costs were incurred in recent years, so that the differences between historical and current costs are relatively small.

Capital Expenditures

Capital expenditures for 1983 were \$1 030 million of which \$836 million was spent on oil and gas exploration and development. Exploration expenditures included \$537 million related to exploration in the Canadian frontier areas, mainly on the Scotian Shelf, Grand Banks, and offshore Labrador. Development drilling expenditures of \$38 million were incurred mainly in the Valhalla and Bellshill Lake areas of Alberta. Expenditures on production facilities totalled \$70 million, the largest individual project being completion of the Hanlan-Robb gas plant which was placed on stream during 1983.

Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department whose functions include reviewing the system of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors at least four times each year to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report



To the Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1983 and the consolidated statements of earnings, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Corporation as at December 31, 1983 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the Corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the Corporation.

Calgary, Canada
February 24, 1984

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

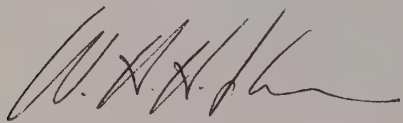
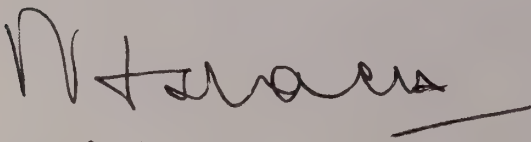
Chartered Accountants

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

Assets

	1983	1982
Current Assets		
Cash and short-term deposits	\$ 45 884	\$ 28 896
Accounts receivable	787 876	749 602
Inventories (Note 3)	711 006	755 291
Income taxes recoverable	17 365	—
Deposits and prepaid expenses	18 674	12 437
	1 600 405	1 546 226
Investments (Note 4)	312 260	295 128
Property, Plant and Equipment, net (Note 5)	6 217 659	5 615 001
Deferred Charges (Note 6)	75 862	95 760
Approved on behalf of the Board		
		
Director		
		
Director		
	\$6 239 025	\$7 552 115

Liabilities and Shareholder's Equity

	1983	1982
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 792 331	\$ 650 751
Income taxes payable	—	28 627
Current portion of long-term debt	10 352	73 286
	802 683	752 664
Long-Term Debt (Note 7)	156 456	257 400
Advances on Future Natural Gas Deliveries	151 170	124 326
Minority Interest in Subsidiaries (Note 8)	422 015	566 945
Deferred Income Taxes	1 257 366	1 044 557
Redeemable Preferred Shares (Note 9)	1 384 000	1 464 375
Capital (Note 10)	1 738 072	3 094 872
Contributed Surplus (Note 11)	62 461	60 744
Retained Earnings	215 027	186 232
	3 010 596	3 341 848
	<u>\$6 249 025</u>	<u>\$7 552 115</u>

Consolidated Statement of Earnings



For the year ended December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

	1983	1982
Revenue		
Operating	\$4 123 817	\$2 738 774
Investment and other income	48 526	49 362
	<u>\$ 4 172 343</u>	<u>2 788 136</u>
Expenses		
Crude oil and product purchases	2 400 131	1 359 856
Producing and refining	393 377	356 217
Marketing, general and administrative	445 744	261 343
Depreciation, depletion and amortization	117 357	249 996
Taxes other than income taxes	285 826	196 772
Interest on long-term debt	29 027	50 232
Other interest	2 325	6 597
	<u>3 796 137</u>	<u>2 481 013</u>
Earnings Before Undernoted Items	376 206	307 123
Gain on Sale of Subsidiary	—	7 082
	<u>376 206</u>	<u>314 205</u>
Provision for Income Taxes (Note 12)		
Deferred	217 788	135 073
Current	21 178	53 225
	<u>248 966</u>	<u>188 298</u>
	127 240	125 907
	<u>8 823</u>	<u>4 735</u>
Minority Interest		
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares	133 063	130 642
Extraordinary Items (Note 13)	16 515	—
Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares (Note 9)	<u>\$ 116 548</u>	<u>\$ 130 642</u>

Consolidated Statement of Retained Earnings



For the year ended December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

	1983	1982
Retained Earnings at Beginning of Year	57 442	\$175 672
Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	110 540	130 642
Dividends on Redeemable Preferred Shares (Note 9)	(66 579)	(120 082)
	90 160	10 560
Exchange Adjustment on Redemption of Redeemable Preferred Shares (Note 9)	(4 371)	—
Retained Earnings at End of Year	\$212 031	\$186 232

Consolidated Statement of Changes in Financial Position



For the year ended December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

Sources of Working Capital

	1983	1982
Provided from operations	676 335	\$ 500 271
Proceeds from issue of shares	633 017	1 767 448
Proceeds from issue of long-term debt	404 209	1 338 491
Petroleum incentives program grants	168 488	299 892
Proceeds from sale of property, plant and equipment	31 211	—
Advances on future natural gas deliveries	28 833	63 430
Decrease in investments, net	1 412	—
Proceeds from sale of subsidiary	—	29 148
Working capital acquired on acquisition of subsidiary	—	16 253
	<u>2 284 170</u>	<u>4 014 932</u>

Uses of Working Capital

Acquisition of BP Refining and Marketing Canada Limited (Note 2)	313 750	—
Less working capital acquired	<u>16 352</u>	<u>—</u>
	96 229	—
Purchase of property, plant and equipment	1 019 292	974 096
Reduction of long-term debt	519 931	2 345 549
Acquisition of minority interest in subsidiaries	435 443	351 108
Dividends on redeemable preferred shares	86 370	120 082
Redemption of redeemable preferred shares	71 664	—
Increase in deferred charges, net	12 206	17 724
Increase in investments, net	—	61 954
Deferred financing costs	—	36 157
	<u>3 240 116</u>	<u>3 906 670</u>
Increase (Decrease) in Working Capital	(115 946)	108 263
Working Capital at Beginning of Year	<u>793 562</u>	<u>685 299</u>
Working Capital at End of Year	<u>\$ 777 616</u>	<u>\$ 793 562</u>

Notes to Consolidated Financial Statements



December 31, 1983

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada, an agent of Her Majesty in the right of Canada, and of all subsidiary companies ("the Corporation") except Canertech Inc. which is excluded for the reason described in Note 4.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired.

(b) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the end of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and redeemable preferred shares are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations were incurred or the capital stock was issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depreciation, depletion and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

(c) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(d) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for on the cost method.

(e) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for its investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each foreign area in which the Corporation has an interest and each of five Canadian frontier areas.

Effective July 1, 1983 the Corporation changed the method adopted in 1981 of depleting costs incurred in the non-frontier Canada cost centre based on revenue and reverted to the unit of production method based on volumes used prior to 1981. This change, the effect of which was not material, was made in recognition of amendments, primarily with respect to pricing, to the energy pricing and taxation agreements between the Government of Canada and the producing provinces. Costs incurred in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of

calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity. Annual costs incurred in the Canadian frontier cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depreciated on the unit of production method. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres, amortized over the terms of the leases, or are charged to earnings in accordance with the policy described for the Canadian frontier cost centres in the preceding paragraph.

Depreciation of plant and equipment, except as noted above, is provided on either the unit of production method or the straight line method as appropriate. Annual straight line depreciation rates range from 2.5% to 25.0%.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(f) Deferred Charges

Costs relating to the removal of overburden from tar sands which will be mined in future years are deferred and will be charged to earnings when the related tar sands are mined.

The Corporation defers costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to certain transportation, production and other projects. Upon completion of studies leading to the commencement of a project or enhancement of an existing project the applicable expenditures are transferred to property, plant and equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project, otherwise, all associated costs are charged to earnings at that time.

Certain costs relating to the Corporation's marketing program are deferred and amortized on a straight line basis over the periods during which benefits are expected to be realized.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt. The amortization is included with interest on long-term debt in the consolidated statement of earnings.

(g) Federal Petroleum Compensation Program

Under the oil compensation program the Federal Government compensates eligible importers for a portion of certain costs with respect to petroleum consumed in Canada, provided they maintain prices for certain products at levels not to exceed those suggested by the Government. Compensation received under the program is reflected as a reduction of crude oil and product purchases. The Federal Government also compensates producers of synthetic crude oil. Compensation received by the Corporation for its share of production from the Syncrude Project is included in operating revenue.

(h) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming depreciation, exploration, development and other costs for income tax purposes which differ from the related amounts charged to expense in the financial statements. The Corporation accounts for investment tax credits on the flow-through method.

(i) Pension Plans

Costs of pension benefits for current services of employees are funded and charged to earnings as they accrue. Costs arising from amendments to pension plans which relate to services of employees in prior years and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Acquisitions

(a) BP Refining and Marketing Canada Limited

Effective March 1, 1983, the Corporation acquired 100% of the outstanding voting shares and 9.4% of the outstanding non-voting shares of BP Refining and Marketing Canada Limited, subsequently renamed Petro-Canada Products Inc. ("Products"). The shares were acquired pursuant to a tender offer dated February 28, 1983 for an aggregate cash consideration (including expenses) of \$115 781 000. Under the offer the Corporation has agreed to acquire all of the outstanding non-voting shares of Products, not previously acquired by the Corporation, in 1984 and 1985 at purchase prices which reflect an escalation of the initial price offered in recognition of an interest factor. Accordingly, the minority interest is stated at the estimated cost of acquiring all of the outstanding non-voting shares of Products not already held by the Corporation.

Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

Book value of acquired assets	\$508 123	
Book value of assumed liabilities	(378 732)	
		129 391
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Refining and marketing	\$282 301	
Long-term debt	4 325	286 626
Net assets acquired at attributed value		416 017
Minority interest at March 1, 1983		(300 236)
Consideration to December 31, 1983		<u>\$115 781</u>

The net assets acquired, at attributed values, consist of:

Refining and marketing property, plant and equipment	\$447 610	
Investments	12 210	
Deferred charges	218	
Long-term debt	(45 212)	
Deferred income taxes	(15 361)	
Working capital		
Current assets	\$330 386	
Current liabilities	(313 834)	16 552
Estimated total cost of acquisition		<u>\$416 017</u>

Subsequent to December 31, 1983 the Corporation acquired an additional 0.4% of the outstanding non-voting shares of Products for a cash consideration \$1 165 000, increasing its interest to 9.8% of the non-voting shares.

(b) Petro-Canada Enterprises Inc.

Pursuant to a tender offer made by the Corporation in 1981 to purchase all of the outstanding shares of Petro-Canada Enterprises Inc., formerly Petrofina Canada Inc., the Corporation, during the year, acquired the balance of the outstanding shares for a consideration of \$424 668 000. The aggregate cost of acquiring the shares of Enterprises, including related expenses, was \$1 600 476 000.

Funds for the 1983 share purchases were provided from a revolving term loan and from cash held for investment at December 31, 1982. The revolving term loan has been repaid by funds received by the Corporation from the Canadian Ownership Account, in acknowledgement of which common shares have been issued to the Government of Canada (Notes 10 and 11), and by funds provided from operations.

(c) Panarctic Oils Ltd.

During 1983 the Corporation acquired additional common shares in Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic") in consideration for exploration expenditures incurred, which increased its interest by 0.6% to 54.4% of the outstanding common shares at December 31, 1983.

3. Inventories

Inventories consist of:

	1983	1982
Crude oil, refined products and merchandise	560 100	\$641 527
Materials and supplies	109 906	113 764
	<u>571 006</u>	<u>\$755 291</u>

4. Investments

The Corporation's investments consist of:

	1983	1982
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	175 248	\$175 248
Petro-Canada Centre (Note 17)	20 275	20 275
Sedpex Inc.	7 725	7 725
Other	3 549	3 549
At cost		
Mortgages and other investments	17 776	17 776
Canertech Inc.	—	—
Cash held for investment	70 555	70 555
	<u>\$295 128</u>	<u>\$295 128</u>

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1983 the Corporation held 31.3% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast").

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation, and the cost of subsequent share purchases exceeded the underlying net book value at the dates of acquisition. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1983, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$190 924 000 (1982 — \$178 195 000).

Canertech Inc.

Canertech Inc. ("Canertech") was incorporated by the Corporation as a wholly-owned subsidiary company to develop alternate energy sources in Canada. The Government of Canada has indicated its intention to establish Canertech as an independent crown corporation and to purchase the Corporation's investment at cost. The accounts of Canertech, therefore, have not been included in the consolidated financial statements because of the temporary nature of control by the Corporation. The Corporation's investment in the common shares of Canertech is carried in the accounts at a cost of \$1.

Sedpex Inc.

At December 31, 1983 the Corporation held 50% of the total outstanding common shares of Sedpex Inc., a company which constructed and now operates a semi-submersible drilling vessel. This vessel is under lease to the Corporation (Note 17).

5. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1983			1982
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas	\$3 534 974	5 800 074	\$3 034 900	\$2 958 247
— frontier areas	916 310	157 725	778 585	691 337
Foreign	105 035	44 938	60 097	69 165
Refining and marketing	1 415 159	151 416	1 361 743	916 057
Bituminous sands				
Syn crude Project and related leases	342 347	57 737	284 610	477 370
Other bituminous sands leases and expenditures thereon	187 064	19 434	145 230	144 816
Natural gas liquids	174 586	40 168	124 418	143 281
Other property and equipment	292 556	35 328	240 228	214 728
	<u>\$5 294 511</u>	<u>\$7 046 522</u>	<u>\$6 247 689</u>	<u>\$5 615 001</u>

6. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1981	1982
At cost		
Tar sands overburden removal costs	\$38 208	\$32 901
Less portion related to tar sands to be mined within one year	7 734	4 304
	30 474	28 597
Polar Gas Project	17 626	16 868
Arctic Liquefied Natural Gas Project	—	22 213
Other	—	1 806
At amortized cost		
Marketing program	30 202	26 006
Debt issue expense	360	270
	\$78 462	\$95 760

7. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1981	1982
In Canadian dollars			
Unsecured loans, bearing interest at prime rate to ½% above prime rate	1985 - 1990	\$ 26 723	\$ 73 722
Promissory notes, bearing interest at prime rate	1985	15 692	18 192
8.25% unsecured notes	1993	14 143	—
5.75% unsecured notes	1986	8 265	—
Other loans and long-term obligations	1984 - 1997	10 222	6 207
Revolving term loan	1983	—	12 255
Bank Income Debentures	1983	—	40 000
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$48 750 000 U.S.)	1996	57 976	62 362
8.45% unsecured notes (\$20 000 000 U.S.)	1987	23 992	29 841
7.75% unsecured notes (\$16 000 000 U.S.)	1993	16 191	—
5.25% unsecured notes (\$10 400 000 U.S.)	1985	12 835	17 347
5.75% - 6.25% mortgages (\$1 923 000 U.S.)	1988	2 370	3 046
Revolving term loan	1983	—	67 714
		100 105	330 686
Less current portion		30 252	73 286
		\$158 153	\$257 400

Repayment of long-term debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1984 — \$30 252 000	1985 — \$45 331 000	1986 — \$18 479 000
1987 — \$14 812 000	1988 — \$ 7 016 000	

8. Minority Interest in Subsidiaries

Minority interest in subsidiaries consists of:

	<u>1983</u>	<u>1982</u>
Panarctic		
Common shares	\$135 338	\$135 338
Equity in earnings	(10 735)	(4 735)
	<u>124 603</u>	<u>130 603</u>
Petro-Canada Products Inc.		
Non-voting common shares	294 219	—
Petro-Canada Enterprises Inc.		
Common shares	—	436 342
	<u>\$422 915</u>	<u>\$566 945</u>

9. Redeemable Preferred Shares

The redeemable preferred shares, which were issued by a subsidiary, are floating rate, cumulative, redeemable and non-voting. Initially 12 500 000 shares were issued at \$100 U.S. per share, to a group of Canadian chartered banks. The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends. In 1983 the subsidiary exercised its option to redeem 600 000 shares for a consideration of \$60 000 000 U.S. and at December 31, 1983 11 900 000 shares were outstanding.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain other occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends. These options increase from \$70 000 000 U.S. to \$170 000 000 U.S. over the remaining period.

Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1983, the dividend rate was approximately 6% per annum.

10. Capital

Authorized

In the aggregate the authorized capital is:

- (a) 71 188 common shares with a par value of \$100 000 each, consisting of;
 - (i) 55 000 common shares,
 - (ii) 15 188 common shares issued in connection with funds received by the Corporation from the Canadian Ownership Account established under Vote 5c of the Appropriation Act No. 4, 1980-81, and
 - (iii) 1 000 common shares issued in connection with the acquisition by the Corporation of the capital stock of Panarctic, previously held by the Government of Canada.
- (b) Preferred shares issued to the Government of Canada provided that the amount of such shares together with any loans received, and outstanding, from the Consolidated Revenue Fund of the Government of Canada is not in excess of \$1 billion.

Issued (to the Government of Canada)

	1981		1982	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	21 221	2 122 100	6 000	\$ 600 000
For cash	3 675	367 500	2 770	277 000
For funds received from the Canadian Ownership Account (Note 11)	12 451	1 245 100	12 451	1 245 100
Balance at end of year	27 633	2 763 400	21 221	2 122 100
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	972 771 853	972 772	864 771 853	864 772
For cash	108 000 000	108 000	108 000 000	108 000
Balance at end of year	972 771 853	972 772	972 771 853	972 772
Total Capital at End of Year		\$3 736 072		\$3 094 872

The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

11. Contributed Surplus

Non-interest bearing convertible notes, issued to the Government of Canada in 1983 and 1982 in acknowledgement of funds received from the Canadian Ownership Account, have been converted into common shares of the Corporation. These shares were issued at a premium of \$706 000 in 1983 and \$137 348 000 in 1982 specifically to create a contributed surplus equal to the financing costs incurred on that portion of a revolving term loan which was repaid by funds received from the Canadian Ownership Account (Note 10). Such financing costs, net of deferred income taxes, have been charged against this contributed surplus.

12. Income Taxes

The provision for income taxes of \$248 966 000 (1982 — \$188 298 000) represents an effective rate of 66.2% (1982 — 59.9%) on earnings before income taxes of \$376 206 000 (1982 — \$314 205 000). The computation of the provision, which requires adjustment to earnings before income taxes for non-taxable and non-allowable items, is as follows:

	1983	1982
Earnings before income taxes	\$376 206	\$314 205
Add (deduct)		
Royalties and other payments to provincial governments	112 480	289 240
Federal allowances		
Resource allowance	(111 470)	(191 125)
Tax depletion	111 457	(86 373)
Inventory allowance	(12 500)	(18 459)
Scientific research allowance	—	(2 006)
Petroleum and gas revenue tax	(108 335)	97 546
Non-deductible amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	(11 965)	84 099
Equity in earnings of affiliates	(28 337)	(18 076)
Non-deductible depreciation, depletion and amortization	21 946	5 856
Foreign exchange losses	8 746	328
Interest on Bank Income Debentures	2 319	7 392
Incremental oil revenue	—	(29 174)
Incremental oil revenue tax	—	10 810
Other	(1 930)	(2 263)
Earnings as adjusted before income taxes	\$342 984	\$462 000
Combined Canadian Federal and Provincial income tax at 48.6% (1982 — 49.5%) applied to earnings as adjusted	\$368 272	\$228 690
Deduct tax rebates and credits		
Federal investment tax credit	(16 025)	(24 412)
Provincial income tax rebate plans	(14 211)	(15 980)
Scientific research tax credits	(2 070)	—
Provision for income taxes	\$240 966	\$188 298

13. Extraordinary Items

The extraordinary items represent the write-off of the Corporation's \$21 655 000 investment (less related income taxes of \$10 350 000) in the refinery located at Come by Chance, Newfoundland in view of the uncertainty associated with commissioning this facility, and the Corporation's \$5 210 000 equity share of an extraordinary provision made by Westcoast Transmission Company Limited (net of related income taxes of \$2 161 000) for a portion of the costs relating to the Alaska Highway Natural Gas Pipeline Project.

14. Pension Plans

Based on the most recent actuarial valuations of the Corporation's pension plans the unfunded past service pension obligations at December 31, 1983 are approximately \$18 000 000. All accrued, including vested, benefits at December 31, 1983 are fully funded. Effective January 1, 1984 the Corporation integrated Petro-Canada Products Inc.'s (formerly BP Refining and Marketing Canada Limited) pension plan with its own plan. Amendments required for the integration together with other plan modifications are estimated to increase the unfunded past service obligation by \$42 000 000.

15. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

<u>Business Segment</u>	<u>Operations</u>
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals; extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.
Refined oil products	Purchase and sale of crude oil; refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	1983			
	Natural Resources	Refined Oil Products	Eliminations	Total
Sales to customers	\$7 173 122	\$1 618 685	\$ —	\$8 791 807
Inter-segment transfers	216 016	—	(216 016)	—
Total Operating Revenue	7 389 138	1 618 685	(216 016)	8 791 807
Product costs and operating expenses	467 705	1 551 419	(216 016)	2 803 508
Depreciation, depletion and amortization	221 981	116 998	—	338 979
Taxes other than income taxes	109 713	175 923	—	285 636
Total Operating Expenses	789 399	1 844 340	(216 016)	1 398 123
Operating Profit	6 600 739	5 218 955	—	11 819 694
Investment and other income				40 526
Marketing, general and administrative expenses				(345 744)
Other depreciation and amortization				(20 918)
Interest on long-term debt				(20 027)
Other interest				(2 925)
Provision for income taxes				(240 966)
Minority interest				5 825
				(592 631)
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares				\$ 11 227 063

1982

	Natural Resources	Refined Oil Products	Eliminations	Total
Sales to customers	\$1 123 559	\$1 615 215	\$ —	\$2 738 774
Inter-segment transfers	84 395	—	(84 395)	—
Total Operating Revenue	1 207 954	1 615 215	(84 395)	2 738 774
Product costs and operating expenses	412 672	1 387 796	(84 395)	1 716 073
Depreciation, depletion and amortization	188 149	51 912	—	240 061
Taxes other than income taxes	109 069	87 703	—	196 772
Total Operating Expenses	709 890	1 527 411	(84 395)	2 152 906
Operating Profit	\$ 498 064	\$ 87 804		585 868
Investment and other income				49 362
Marketing, general and administrative expenses				(261 343)
Other depreciation and amortization				(9 935)
Interest on long-term debt				(50 232)
Other interest				(6 597)
Gain on sale of subsidiary				7 082
Provision for income taxes				(188 298)
Minority interest				4 735
				(455 226)
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares				\$ 130 642

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

The identifiable assets at December 31, and the capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		Capital Expenditures	
	1983	1982	1983	1982
Natural resources	\$5 170 495	\$5 076 734	\$ 845 064	\$ 660 969
Refined oil products	2 426 954	1 651 712	110 924	192 142
Other	111 176	823 669	153 460	200 663
	\$8 239 025	\$7 552 115	\$1 030 048	\$1 053 774

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

16. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1982 comparative figures to conform with the current year's presentation. The most significant reclassifications are with respect to \$590 481 000 foreign crude oil purchases which have been netted against operating revenue and the combining of natural gas liquids with natural resources in the segmented information.

17. Commitments

In addition to commitments incurred in the ordinary course of business the Corporation is participating in the construction of Petro-Canada Centre, an office complex in Calgary. This project is being financed by the participants and by mortgage borrowings. At December 31, 1983, the Corporation was committed to expend \$18 000 000 to complete this project.

The Corporation has entered into a long-term lease for the use of the above mentioned office complex and has also leased certain offshore drilling vessels and ancillary equipment for periods of one to five years. The offshore vessels are used by the Corporation during the Canadian drilling season and the rentals are shared with joint venture participants. The vessels are available for sublease when not required by the Corporation.

The gross lease rentals for the offshore vessels together with minimum annual rentals under the above and other non-cancellable operating leases are estimated at \$294 000 000 in 1984, \$199 000 000 in 1985, \$142 000 000 in 1986, \$114 000 000 in 1987, \$41 000 000 in 1988 and \$14 000 000 per year thereafter until 2008.

Supplementary Financial Information

Reporting the Effects of Changing Prices (Unaudited)

December 31, 1983

Basis of Presentation

Petro-Canada's financial statements report financial information on the basis of historical cost in accordance with generally accepted accounting principles. During recent years the economy has experienced significant increases in the rate of inflation and many of the effects of such increases are not reflected in the traditional financial statements. The additional costs required to replace current inventories and property, plant and equipment, and the effects of holding net monetary liabilities or assets are not reflected in the historical cost financial statements. The Canadian Institute of Chartered Accountants (CICA) has issued recommendations relating to the preparation of information reporting the effects of changing prices. These recommendations are considered experimental by the CICA. The intent is to determine if this information is helpful to the users of financial information in their assessment of an enterprise. The following information has been prepared based upon the CICA recommendations, except for the computation of the provision for income taxes which is addressed below.

While Petro-Canada has prepared this information using what are considered to be reasonable assumptions it should be noted that the recommendations call for a degree of subjective judgment and materially different results could be obtained if other equally valid assumptions were used. Additionally, the recommendations recognize that the cost of exploration and development required to replace oil and gas reserves is subject to a high degree of uncertainty. Despite this the recommendations call for the estimating of the current cost of oil and gas reserves and suggest the use of indices. Petro-Canada has followed this approach but cautions that these current cost estimates may be misleading and do not necessarily represent amounts for which the reserves could be bought or costs which would be incurred in future periods if the reserves were replaced.

Current cost information is being disclosed for the first time during 1983 and comparative information has not been presented.

Explanation of Information

The schedule of Balance Sheet Items on a Current Cost Basis reports the current cost of inventory and property, plant and equipment and the effect of the current cost adjustments on net assets. The current cost of property, plant and equipment has been calculated through the use of indices. Net assets represents the historical common shareholder's equity adjusted for the current cost adjustments.

The Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis presents a comparison of the Corporation's statement of earnings as presented in the historical cost financial statements with similar data prepared on a current cost basis. Equity earnings have been adjusted to reflect Petro-Canada's share of affiliates' current cost adjustments. Crude oil and product purchases expense has been adjusted to reflect the current cost of these purchases at the time of use. Depreciation expense has been adjusted so that it reflects the estimated current cost of replacing the operating capacity of property, plant and equipment. The CICA recommends that the amount of income tax in the computation of earnings on the current cost basis should be the same as the amount charged against earnings in the historical cost financial statements. However, the Corporation believes that it is more appropriate to adjust the provision for deferred income taxes in recognition of the higher cost of sales and depreciation, depletion and amortization expense. Since this unaudited supplementary information is experimental, these adjustments have been reflected in the computation of deferred income taxes in the Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis. Had the Corporation followed the CICA

recommendations with regard to income tax expense in the computation of current cost earnings, the provision for deferred income taxes would have been \$227 788 000. It should be noted that there is no deduction under current tax law for these current cost adjustments. Minority Interest has been adjusted to reflect its share of the current cost depreciation, depletion and amortization expense adjustment. The extraordinary items have been adjusted to reflect the current cost of the assets written off.

The schedule of Other Supplementary Current Cost Information presents the remaining financial information required by the recommendations. The financing adjustment represents the portion of current cost adjustments that relate to the net monetary liabilities of Petro-Canada. The CICA has defined this as "the amount of changes during a reporting period in the current cost of assets held by an enterprise that, on the basis of the existing relationship between debt and equity, do not need to be charged against present and future revenues to provide for maintenance of the common shareholders' proportionate interest in the operating capability of the enterprise". The second portion of the schedule isolates the inflation component from the total increase in current cost of property, plant and equipment. The final information presented is the gain in general purchasing power that results from having net monetary liabilities. This arises because inflation erodes the purchasing power of money and therefore where there are net monetary liabilities a "gain" is recognized due to the net monetary liabilities requiring the use of less "purchasing power" over time during inflationary periods.

The CICA recommendations also require the disclosure of oil and gas reserve data, net of royalties. The schedule of Supplementary Reserve Information provides this information.

Balance Sheet Items on a Current Cost Basis

December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

<u>As reported in the historical cost statements</u>		<u>Current cost basis</u>
\$ 711 006	Inventory	\$ 711 006
\$6 247 689	Property, plant and equipment, net	\$8 394 215
\$4 010 560	Net assets (shareholder's equity)	\$6 157 086

Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis

For the year ended December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

As reported in
the historical
cost statements

Current
cost basis

Revenue		
\$4 123 817	Operating	\$4 123 817
48 526	Investment and other income	47 071
<u>4 172 343</u>		<u>4 170 888</u>
Expenses		
2 410 131	Crude oil and product purchases	2 415 668
393 377	Producing and refining	393 377
345 744	Marketing, general and administrative	345 744
329 897	Depreciation, depletion and amortization	427 699
285 636	Taxes other than income taxes	285 636
29 027	Interest on long-term debt	29 027
2 325	Other interest	2 325
<u>3 796 137</u>		<u>3 899 476</u>
376 206	Earnings Before Undernoted Items	271 412
Provision for Income Taxes		
227 788	Deferred	190 062
21 178	Current	21 178
<u>248 966</u>		<u>211 240</u>
127 240		60 172
<u>5 823</u>	Minority Interest	<u>6 101</u>
133 063	Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares	66 273
<u>16 515</u>	Extraordinary Items	<u>17 842</u>
<u>\$ 116 548</u>	Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u>\$ 48 431</u>

Other Supplementary Current Cost Information

For the year ended December 31, 1983

(stated in thousands of dollars)

1) Financing adjustment	
Based on the amount of changes during the year in the current cost amounts of inventory and property, plant and equipment	<u>\$188 739</u>
Based on the current cost adjustments made to earnings during the year	<u>\$ 45 099</u>
2) Increase in the current cost amount of property, plant and equipment	\$444 721
Effect of general inflation	<u>354 763</u>
Excess of increase in current cost over the effect of general inflation	<u>\$ 89 958</u>
3) Gain in general purchasing power from having net monetary liabilities	<u>\$ 75 021</u>

Supplementary Reserve Information

December 31, 1983

	Oil	Natural Gas Liquids	Natural Gas
	(Thousands of cubic metres)	(Thousands of cubic metres)	(Millions of cubic metres)
Proven reserves, net after royalties at December 31, 1982	34 870.8	5 422.9	112 015.8
Revisions of previous estimates	(303.4)	—	(835.0)
Extensions and discoveries	1 349.3	—	366.4
Production	(2 632.6)	(369.8)	(2 768.6)
Proven reserves, net after royalties at December 31, 1983	<u>33 284.1</u>	<u>5 053.1</u>	<u>108 778.6</u>

The above figures do not include Petro-Canada's 17% interest in the synthetic crude oil reserves of Syncrude Canada Limited ("Syncrude") (26 300.0 thousand cubic metres before royalties at December 31, 1983). Pursuant to an agreement between the Province of Alberta as lessor of the oil sands leases and the Syncrude participants the Province has the right to 50% of Syncrude's deemed net profits, as defined in the agreement. At the Province's option, this right may be converted to a 7.5% gross production royalty at any time after March 1, 1984. Both the 50% of deemed net profits and the 7.5% gross production royalty are subject to change under certain circumstances. In view of these options, and the attendant uncertainties relating to future prices and costs, the Corporation has not presented its synthetic crude oil reserves net of royalties.

Autres renseignements supplémentaires au coût actuel
pour l'exercice terminé le 31 décembre 1983
(en milliers de dollars)

1. Redressement financier

Basé sur le montant de la variation du montant au coût actuel des
stocks et des immobilisations survenue au cours de la période

Basé sur les redressements au coût actuel apportés aux résultats au cours de la période

2.	Augmentation du montant au coût actuel des immobilisations	444 721 \$
	Effet de l'inflation	354 763 \$
	Excédent de l'augmentation du coût actuel sur l'effet de l'inflation	89 958 \$
3.	Gain du pouvoir d'achat général du passif monétaire net	75 021 \$

Renseignements supplémentaires sur les réserves
31 décembre 1983

	Pétrole	extraits du gaz naturel	Gaz naturel
	(milliers de mètres cubes)	(milliers de mètres cubes)	(millions de mètres cubes)
Réserves prouvées, moins les redevances au 31 décembre 1982	34 870,8	5 422,9	112 015,8
Révisions des estimations antérieures	(303,4)	—	(835,0)
Ajouts et découvertes	1 349,3	—	366,4
Production	(2 632,6)	(369,8)	(2 768,6)
Réserves prouvées, moins les redevances au 31 décembre 1983	33 284,1	5 053,1	108 778,6

Les montants indiqués ne comprennent pas la participation de 17 pour cent de Petro-Canada dans les réserves de pétrole brut synthétique de Syncrude Canada Limited ("Syncrude") (26 300,0 milliers de mètres cubes avant redevances au 31 décembre 1983). Aux termes d'un accord entre la province d'Alberta, bailleur des concessions de sables pétroliers, et les participants à Syncrude, la province a droit à 50 pour cent du bénéfice net réputé de Syncrude, tel que celui-ci est défini dans l'accord. Au gré de la province, ce droit peut être converti en une redevance de 7,5 pour cent de la production brute en tout temps après le 1^{er} mars 1984. La portion de 50 pour cent du bénéfice net réputé et la redevance de 7,5 pour cent de la production brute peuvent toutes deux être modifiées en certaines circonstances. Compte tenu de ces possibilités et des incertitudes ayant trait aux prix et frais à venir, la Société n'a pas présenté ses réserves de pétrole brut synthétique déduction faite des redevances.

Etat consolidé des résultats au coût actuel
pour l'exercice terminé le 31 décembre 1983
(en milliers de dollars)

Tel que divulgué dans les états au coût d'origine		Selon le coût actuel
4 123 817 \$	Exploitation	4 123 817 \$
48 526	Produits des investissements et produits divers	47 071
4 172 343		4 170 888
2 410 131	Achats de pétrole brut et de produits	2 415 668
393 377	Production et raffinage	393 377
345 744	Frais généraux et frais de marketing	345 744
329 897	et d'administration	427 699
285 636	Amortissement et épuisement	285 636
29 027	Taxes autres que les impôts sur le revenu	29 027
2 325	Intérêt sur la dette à long terme	2 325
3 796 137	Autres intérêts	3 899 476
376 206	Bénéfice avant les postes ci-dessous	271 412
	Provision pour impôts sur le revenu	
227 788	Reportés	190 062
21 178	Exigibles	21 178
248 966		211 240
127 240	Participation minoritaire	60 172
5 823		6 101
133 063	Bénéfice avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	66 273
16 515	Postes extraordinaires	17 842
116 548 \$	Bénéfice de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	48 431 \$

31 décembre 1983
(en milliers de dollars)

711 006 \$	Stocks	711 006 \$
6 247 689 \$	Immobilisations	8 394 215 \$
4 010 560 \$	Actif net (avoir du détenteur des actions)	6 157 086 \$

Renseignements financiers supplémentaires sur la présentation des effets des variations de prix (non vérifiées)

31 décembre 1983

Mode de présentation

Les états financiers de Petro-Canada présentent l'information financière selon les coûts d'origine, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Au cours des récentes années, l'économie a été touchée par des hausses importantes du taux de l'inflation; plusieurs des effets engendrés par ces augmentations ne sont pas reflétés dans les états financiers traditionnels. Les frais supplémentaires nécessaires au remplacement des stocks et des immobilisations en main et l'effet de la détention d'éléments d'actif ou de passif monétaire net ne sont pas pris en compte dans les états financiers au coût d'origine en période d'inflation. L'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a publié des recommandations sur la préparation de l'information présentant les effets des variations de prix. L'ICCA offre ces recommandations à titre expérimental. Le but en est de déterminer si ces renseignements sont utiles aux utilisateurs des états financiers dans leur évaluation d'une entreprise. L'information qui suit a été préparée selon ces recommandations sauf dans le cas du calcul de la provision pour impôts sur le revenu, dont nous parlerons plus bas.

Petro-Canada a préparé l'information ci-jointe en utilisant ce qu'elle considère être des hypothèses raisonnables; le lecteur doit cependant noter que les recommandations font appel à un certain degré de jugement subjectif et que des résultats bien différents pourraient être obtenus si d'autres hypothèses, aussi valables, étaient utilisées. En outre, les recommandations reconnaissent le fait que les frais de prospection et de mise en valeur nécessaires au remplacement des réserves de pétrole et de gaz sont l'objet d'un degré élevé d'incertitude. Malgré cela, les recommandations suggèrent d'estimer le coût actuel des réserves de pétrole et de gaz et suggèrent l'utilisation d'indices. Petro-Canada a utilisé cette façon de faire mais vous met en garde: ces estimations des coûts actuels peuvent être trompeuses et ne représentent pas nécessairement les montants auxquels les réserves pourraient être achetées ou les frais qu'il faudrait engager dans les périodes à venir pour les remplacer.

L'information au coût actuel vous est donnée pour la première fois en 1983 et les renseignements comparatifs n'ont pas été présentés.

Note explicative

Le tableau éléments du bilan au coût actuel donne le coût actuel des stocks et des immobilisations et l'effet des redressements de l'actif net au coût actuel. Le coût actuel des immobilisations a été calculé par l'utilisation d'indices. L'actif net représente l'avoir du détenteur des actions ordinaires au coût d'origine rajusté au coût actuel.

L'état consolidé des résultats au coût actuel vous offre une comparaison de l'état des résultats de la Société selon qu'il est présenté au coût d'origine ou au coût actuel. Le bénéfice de participation a été rajusté pour tenir compte de la part de Petro-Canada dans les rajustements au coût actuel touchant les sociétés affiliées. La charge au titre des achats de pétrole brut et de produits a été rajustée pour tenir compte du coût actuel de ces achats au moment de l'utilisation. La charge d'amortissement a été rajustée pour tenir compte du coût actuel estimatif de remplacement de la capacité de fonctionnement des immobilisations. L'ICCA recommande que le montant d'impôt sur le revenu pris en compte dans le calcul du bénéfice au coût actuel soit le même que le montant indiqué dans les états financiers au coût d'origine. Toutefois, la Société croit qu'il est plus approprié de redresser la provision pour impôts sur le revenu reportés afin de tenir compte de la hausse du coût des produits vendus, de l'amortissement et de l'épuisement. Comme les présents renseignements supplémentaires non vérifiés vous sont donnés à titre expérimental, nous avons tenu compte de tels redressements dans le calcul des impôts sur le revenu reportés présents dans l'état consolidé des résultats au coût actuel. Si la Société avait suivi les recommandations de l'ICCA touchant la charge d'impôt sur le revenu dans le calcul du bénéfice au coût actuel, la provision pour impôts sur le revenu reportés aurait été de 227 788 000 \$. Il convient de noter ici

16. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1982 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant. Les reclassements les plus importants ont trait aux achats de pétrole brut étranger de 590 481 000 \$ qui ont été imputés aux produits d'exploitation et au regroupement des liquides extraits du gaz naturel et des ressources naturelles dans l'information sectorielle.

17. Engagements

En plus des engagements contractés dans le cours normal des affaires, la Société participe à la construction du Centre Petro-Canada, un nouveau complexe à bureaux à Calgary, et d'un navire de forage. Ce projet est financé par l'apport des participants et au moyen d'emprunts hypothécaires. Au 31 décembre 1983, la Société s'était engagée à dépenser 18 000 000 \$ pour achever ce travail. La Société a conclu un contrat de location à long terme pour l'utilisation du complexe à bureaux et du navire de forage mentionnés plus haut et a loué un certain nombre de navires de forage avec tout équipement nécessaire pour des périodes de un à cinq ans. La Société utilise ces navires de forage au cours de la saison de forage canadienne et les loyers sont partagés avec les participants aux coentreprises. Les navires peuvent être sous-loués lorsqu'ils ne sont pas utilisés par la Société. La location brute des navires de forage ainsi que les loyers annuels minimaux en vertu des contrats de location-exploitation qui précèdent et en vertu d'autres contrats non résiliables sont estimés à 294 000 000 \$ en 1984, 199 000 000 \$ en 1985, 142 000 000 \$ en 1986, 114 000 000 \$ en 1987, 41 000 000 \$ en 1988 et 14 000 000 \$ par année par la suite jusqu'en 2008.

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses entreprises.

	1982	1981
Eléments d'actif sectoriels		
Ressources naturelles	5 076 734 \$	2 420 695 \$
Produits du pétrole raffiné	1 651 712	641 170
Autres	823 669	259 025
	<u>7 552 115 \$</u>	<u>3 320 890</u>
Dépenses en immobilisations		
Ressources naturelles	660 969 \$	615 965 \$
Produits du pétrole raffiné	192 142	100 001
Autres	200 663	13 141
	<u>1 053 774 \$</u>	<u>729 107</u>

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre et le montant des dépenses en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit:

Les transferts intersectoriels sont comptabilisés à la valeur marchande.

	1982	1981
Produits		
Ressources naturelles	1 123 559 \$	84 395
Produits du pétrole raffiné	1 615 215	1 207 954
Eliminations	(84 395)	(84 395)
Total	<u>2 738 774 \$</u>	<u>2 738 774</u>
Coûts incorporables et frais d'exploitation		
Amortissement et épuisement	412 672	188 149
Taxes autres que les impôts sur le revenu	1 387 796	51 912
Impôts	196 772	—
	<u>2 152 906</u>	<u>240 061</u>
Bénéfice d'exploitation	<u>498 064 \$</u>	<u>585 868</u>
Transferts intersectoriels		
Ventes aux clients	1 123 559 \$	84 395
Transferts intersectoriels	1 615 215	1 207 954
	<u>2 738 774 \$</u>	<u>2 738 774</u>
Produits des investissements et produits divers		
Frais généraux et frais de marketing et d'administration	261 343	(9 935)
Autre amortissement	(50 232)	(6 597)
Intérêt sur la dette à long terme	7 082	(188 298)
Gain à la vente d'une filiale	4 735	(455 226)
Provision pour impôts sur le revenu	—	—
Participation minoritaire	—	—
Bénéfice avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	<u>130 642 \$</u>	<u>130 642 \$</u>

12. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de 248 966 000 \$ (1982 — 188 298 000 \$) représente un taux réel de 66,2 p. cent (1982 — 59,9 p. cent) sur le bénéfice avant impôts de 376 206 000 \$ (1982 — 314 205 000 \$). Le calcul de la provision, qui requiert un rajustement du bénéfice avant impôts sur le revenu pour tenir compte des postes non imposables et non déductibles aux fins fiscales, se présente comme suit :

1982		
314 205 \$	Bénéfice avant impôts sur le revenu	
	Ajouter (déduire)	
	Redevances et autres paiements à des gouvernements	289 240
	provinciaux	
	Abattement fédéraux	
	Abattement pour ressources	(191 125)
	Épuisement fiscal	(86 373)
	Abattement pour stocks	(18 459)
	Abattement pour la recherche scientifique	(2 006)
	Taxes sur les recettes pétrolières et gazières	97 546
	Amortissement non déductible de l'excédent de la	
	valeur attribuée sur la valeur comptable de	
	l'actif acquis à l'achat de filiales	84 099
	Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(18 076)
	Amortissement et épuisement non déductibles	5 856
	Perte de change	328
	Intérêts sur les déventures bancaires à intérêt conditionnel	7 392
	Recettes pétrolières supplémentaires	(29 174)
	Impôt sur les recettes pétrolières supplémentaires	10 810
	Autres	(2 263)
462 000 \$	Bénéfice rajusté avant impôt sur le revenu	
	Taux combiné d'impôts sur le revenu canadien	
	fédéral et provinciaux à 48,6 p. cent (1982 — 49,5 p. cent)	
228 690 \$	appliqué au bénéfice rajusté	
	Déduire rabais et crédits fiscaux	
(24 412)	Credit d'impôt fédéral à l'investissement	
	Programme de dégrèvements provinciaux d'impôt sur	
(15 980)	le revenu	
	Credit d'impôt pour la recherche scientifique	
188 298 \$	Provision pour impôts sur le revenu	

13. Postes extraordinaires

Les postes extraordinaires représentent la radiation de l'investissement de 21 655 000 \$ (moins les impôts afférents de 10 350 000 \$) de la Société dans la raffinerie de Come by Chance, Terre-Neuve, vu l'incertitude entourant la mise en service de cette installation, et de l'intérêt de participation de la Société de 5 210 000 \$ dans une provision extraordinaire créée par Westcoast Transmission Company Limited (déduction faite des impôts afférents de 2 161 000 \$) pour une portion des coûts reliés au projet de pipeline de gaz naturel de l'autoroute de l'Alaska.

14. Régimes de retraite

Selon les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite de la Société, les obligations non capitalisées pour les services antérieurs sont d'environ 18 000 000 \$ au 31 décembre 1983. Toutes

impôts sur le revenu reportés, ont été débités de ce surplus d'apport.

8. Participation minoritaire dans des filiales

La participation minoritaire dans des filiales se présente comme suit:

	1982	1981
Panartic		
Actions ordinaires	135 338 \$	135 338 \$
Participation au bénéfice	(4 735)	110 554
	130 603	124 890
Produits Petro-Canada Inc.		
Actions ordinaires sans droit de vote	—	298 319
Entreprises Petro-Canada Inc.		
Actions ordinaires	436 342	422 915 \$
	566 945 \$	

9. Actions privilégiées rachetables

Les actions privilégiées rachetables, émises par une filiale, sont des actions privilégiées, sans droit de vote, à dividende cumulatif à taux variable. À l'origine, 12 500 000 actions furent émises à 100 \$ US l'action à un groupe de banques à charte canadiennes. Les actions sont rachetables, au gré de la filiale, à 100 \$ US l'action, plus les dividendes accumulés. En 1983, la filiale a exercé son droit de racheter 600 000 actions en contrepartie de 60 000 000 \$ US et, au 31 décembre 1983, 11 900 000 actions étaient toujours en circulation.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son droit de rachat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à 100 \$ US chacune, plus les dividendes accumulés. Ces droits passent de 70 000 000 \$ US à 170 000 000 \$ US sur le reste de la période.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés selon le choix de la filiale, sur les taux de base des États-Unis, ou les taux interbanques des eurobanques de Londres. Le taux de dividende était d'environ 6 p. cent par an le 31 décembre 1983.

6. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

Au prix coûtant		1982	
Frais d'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux	32 901 \$	32 901 \$	1982
Moins portion affectée aux sables bitumineux			
qui seront exploitées dans l'année			
Projet Gaz polaire	28 597	28 597	
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	16 868	16 868	
Autres	22 213	22 213	
Au prix amorti	1 806	1 806	
Programme de marketing	26 006	26 006	
Frais d'émission de la dette	270	270	
	95 760 \$	95 760 \$	

7. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:

Echéance	1983	1982
----------	------	------

En dollars canadiens		
Emprunts non garantis portant intérêt du taux préférentiel au taux préférentiel majoré de ½%	1985-1990	73 722 \$
Billets à ordre, portant intérêt au taux préférentiel	1985	18 192
Billets non garantis 8,25%	1993	—
Billets non garantis 5,75%	1986	—
Autres emprunts et obligations à long terme	1984-1997	6 207
Emprunt à terme renouvelable	1983	12 255
Débitures bancaires à intérêt conditionnel	1983	40 000

En dollars américains		
Billets non garantis 9% (48 750 000 \$ US)	1996	62 362
Billets non garantis 8,45% (20 000 000 \$ US)	1987	29 841
Billets non garantis 7,75% (16 000 000 \$ US)	1993	17 347
Billets non garantis 5,25% (10 400 000 \$ US)	1985	3 046
Hypothèques 5,75% à 6,25% (1 923 000 \$ US)	1988	67 714
Emprunt à terme renouvelable	1983	330 686
Moins la portion exigible		73 286
		257 400 \$

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement minimal de la dette à long terme dans chacun des cinq exercices à venir est le suivant:

1984 — 30 252 000 \$	1985 — 45 331 000 \$	1986 — 18 479 000 \$
1987 — 14 812 000 \$	1988 — 7 016 000 \$	

La valeur attribuée au placement dans la Westcoast lorsqu'il a été acquis par la Société et le prix des achats d'actions subséquents excédaient la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents sy rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de la Westcoast.

La Westcoast est une société de services d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes des frais du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1983, la valeur à la cote du placement de la Société était de 190 924 000 \$ (1982 — 178 195 000 \$).

Canartech Inc.

La Société a constitué Canartech Inc. («Canartech») en filiale en propriété exclusive afin de mettre en valeur des sources d'énergie de remplacement au Canada. Le gouvernement canadien a fait connaître son intention de transformer la Canartech en société d'état autonome et d'acheter le placement de la Société au prix coûtant. Les comptes de la Canartech n'ont donc pas été inclus dans les états financiers consolidés du fait que la Société n'exerce qu'un contrôle provisoire sur elle. Le placement de la Société dans la Canartech est inscrit aux livres au coût de 1 \$.

Sedpex Inc.

La Société détenait, au 31 décembre 1983, la moitié de toutes les actions ordinaires en circulation de Sedpex Inc., une société qui a construit et exploite maintenant un navire de forage semi-submersible. Ce navire est actuellement loué par la Société (note 17).

5. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1983	1982	Net
Pétrole et gaz			
— Au Canada	531 924 \$	500 073 \$	2 958 247 \$
— Régions non éloignées	976 310	167 725	691 337
— Régions éloignées	105 915	44 925	69 165
À l'étranger			
Raffinage et marketing	1 473 190	151 118	916 057
Sables bitumineux			
Projet Synchrude et concessions	302 442	47 547	477 370
afférentes			
Autres concessions de sables			
bitumineux et dépenses sy	167 664	28 344	144 816
rapportant			
Liquides extraits du gaz			
naturel	174 571	40 161	143 281
Autres immobilisations	246 556	95 125	214 728
	7 294 511 \$	1 046 922 \$	5 615 001 \$

Postérieurement au 31 décembre 1983, la Société se portait acquéreur de 0,4 p. cent des actions sans droit de vote en circulation de Produits pour une contrepartie en numéraire de 1 165 000 \$, augmentant ainsi sa participation à 9,8 p. cent des actions sans droit de vote.

(b) Entreprises Petro-Canada Inc.

Conformément aux conditions de l'offre d'achat faite par la Société en 1981 selon lesquelles celle-ci devait acquérir toutes les actions en circulation des Entreprises Petro-Canada Inc., anciennement Petrofina Canada Inc., la Société a acheté au cours de l'année le solde des actions en circulation pour un montant de 424 668 000 \$. Le coût total d'acquisition des actions des Entreprises, incluant les dépenses afférentes, s'élève à 1 600 476 000 \$.

L'acquisition de ces actions en 1983 a été financée moyennant des capitaux obtenus d'une part d'un emprunt à terme renouvelable et, d'autre part, des fonds réservés à des fins de placement au 31 décembre 1982. L'emprunt a été remboursé grâce aux capitaux que la Société a reçus du Compte de propriété canadienne en contrepartie des actions ordinaires qu'elle a émises au profit du gouvernement du Canada (notes 10 et 11) et aussi grâce aux fonds provenant de l'exploitation.

(c) Panarctic Oils Ltd.

Au cours de 1983, la Société a encore acheté des actions ordinaires de la Panarctic Oils Ltd. («Panarctic») en contrepartie des dépenses d'exploration encourues, ce qui a eu pour effet d'augmenter sa participation de 0,6 p. cent à 54,4 p. cent des actions ordinaires en circulation au 31 décembre 1983.

3. Stocks

	1983	1982
Les stocks se composent de :		
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	401 100 \$	641 527 \$
Matériaux et fournitures	319 006	113 764
	<u>720 106 \$</u>	<u>755 291 \$</u>

4. Placements

Les placements de la Société se présentent ainsi :

	1983	1982
À la valeur de consolidation		
Westcoast Transmission Company Limited	177 948 \$	175 248 \$
Centre Petro-Canada (note 17)	86 301	20 275
Sedpex Inc.	38 133	7 725
Autres	4 217	3 549
Au prix coûtant		
Hypothèques et autres placements	29 807	17 776
Canertech Inc.	—	70 555
Fonds réservés à des fins de placements	513 209 \$	295 128 \$

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1983, la Société détenait 31,3 p. cent du total des actions ordinaires en circulation de la Westcoast Transmission Company Limited («Westcoast»).

(h) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions nécessaires pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des frais d'exploration et de mise en valeur et d'autres frais qui diffèrent des montants imputés aux résultats dans les états financiers. La Société comptabilise les crédits d'impôt à l'investissement selon la méthode d'imputation à l'exercice.

(i) Régimes de retraite

Les frais des prestations de retraite pour les services courants des employés sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accroissent. Les frais découlant de modifications apportées aux régimes en ce qui a trait aux services des employés au cours d'exercices antérieurs ainsi que les insuffisances sont capitalisés conformément aux lois pertinentes régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

2. Acquisitions

(a) Raffinage et Marketing BP Canada Limitée

Le 1^{er} mars 1983, date de prise d'effet, la Société se portait acquéreur de la totalité des actions avec droit de vote en circulation et de 9,4% des actions sans droit de vote en circulation, de Raffinage et Marketing BP Canada Limitée dont le nom a été changé par la suite pour Produits Petro-Canada Inc. («Produits»). Les actions ont été acquises au comptant suite à l'appel d'offres fait par la Société le 28 février 1983 pour un montant global de 115 781 000 \$ (y compris les dépenses). En vertu de cette offre, la Société a convenu d'acheter en 1984 et 1985 le solde des actions sans droit de vote en circulation de Produits, et ce à des prix qui tiendront compte d'une augmentation par rapport au prix initial en fonction d'un facteur d'intérêt. Conséquemment, la participation minoritaire est établie au coût estimatif d'acquisition de toutes les actions sans droit de vote en circulation de Produits qui n'ont pas encore été achetées par la Société.

Le détail de l'acquisition qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple se présente comme suit :

Valeur comptable de l'actif acquis	508 123 \$	Valeur comptable du passif pris en charge	129 391
	(378 732)		
	<u>128 626</u>		<u>115 781 \$</u>
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif net acquis :			
Raffinage et marketing	282 301 \$		
Dette à long terme	4 325		
Actif net acquis à la valeur attribuée	<u>416 017</u>		<u>115 781 \$</u>
Participation minoritaire au 1 ^{er} mars 1983	(300 236)		
Contrepartie au 31 décembre 1983			

L'actif net acquis, à la valeur attribuée, se présente comme suit :

Immobiliations de raffinage et de marketing	447 610 \$		
Placements	12 210		
Charge reportées	218		
Dette à long terme	(45 212)		
Impôts sur le revenu reportés	(15 361)		
Fonds de roulement			
Actif à court terme	330 386 \$		
Passif à court terme	(313 834)		
	<u>16 552</u>		<u>416 017 \$</u>
Prix total estimatif de l'acquisition			

proportionnel au rendement basé sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses. Pour fins de calcul de l'amortissement, la production de gaz naturel et les réserves sont converties en unités équivalentes de pétrole brut basées sur le contenu énergétique relatif de chaque produit. Les frais annuels engagés dans les centres de frais des régions éloignées du Canada sont amortis selon la méthode linéaire durant toute la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration de ces régions. Quand l'exploration s'avère fructueuse, c'est-à-dire quand des réserves de qualité commerciale sont mises à jour, on interrompt l'amortissement et le solde non ramorti du centre de frais est alors calculé selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement une fois que la production a débuté. Lorsque les résultats de l'exploration s'avèrent négatifs et que le centre de frais est condamné ou abandonné, le solde non amorti de ce centre est alors imputé aux résultats.

Les frais relatifs aux immobilisations du Projet Synchrude et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de frais distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de frais distincts ou amorties sur le terme des contrats de location, et sont imputées aux résultats selon le principe énoncé au paragraphe précédent.

L'amortissement des immobilisations, sauf celles qui sont notées ci-dessus, se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire comme il convient. L'amortissement linéaire varie de 2,5 p. cent à 25,0 p. cent.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relativement au pétrole et au gaz sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

(f)

Charges reportées

Les frais relatifs à l'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux qui feront l'objet d'exploitation dans les années à venir sont reportés et seront imputés aux résultats lorsque lesdits sables bitumineux seront exploités.

La Société reporte les frais engagés pour les études de faisabilité relatives aux évaluations économiques et aux travaux d'ingénierie préliminaires relativement aux activités de transport, de production et à d'autres travaux. Lorsque l'on a terminé les études menant au lancement de travaux ou à l'amélioration d'un projet existant, les dépenses connexes sont-virées aux immobilisations et imputées aux résultats sur la vie utile estimative des travaux ou, autrement, tous les frais connexes sont imputés aux résultats à ce moment.

Certains des frais relatifs au programme de marketing de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur les périodes au cours desquelles on prévoit réaliser un bénéfice.

Les frais d'émission de titres de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette. L'amortissement est inclus à l'intérêt sur la dette à long terme dans l'état consolidé des résultats.

(g)

Programme canadien d'indemnisation pétrolière

En vertu du programme d'indemnisation pétrolière, le gouvernement fédéral assume une part des frais relatifs au pétrole consommé au Canada au profit des importateurs admissibles, pourvu que les prix de certains produits ne soient pas supérieurs aux niveaux recommandés par le gouvernement. L'indemnisation versée en vertu du programme est inscrite comme réduction des achats de pétrole brut et de produits. Le gouvernement fédéral offre également une indemnisation aux producteurs de pétrole brut synthétique. L'indemnisation qui est versée à la Société pour sa quote-part de la production du projet Synchrude est incluse dans les produits d'exploitation.



31 décembre 1983

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada, un agent de sa Majesté du chef du Canada, et de toutes ses filiales (la « Société ») à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 4.

L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

(b) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus dans les résultats. L'actif à long terme, le passif à long terme et les actions privilégiées rachetables sont convertis aux taux en vigueur à la date où l'actif a été acquis, l'obligation contractée ou le capital-actions émis. Les postes de produits et de charges sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'amortissement, corporel et incorporel, et de l'épuisement qui relèvent des taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

(c) Stocks

Les stocks sont évalués au prix coûtant ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(d) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la valeur de consolidation et les placements à long terme, selon la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazières, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les frais se rapportant à l'exploration et à l'exploitation des réserves pétrolières et gazières sont capitalisés. Ces frais incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexploités, les frais de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de frais séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt.

Avec le 1^{er} juillet comme date d'effet, la Société a délaissé la méthode, adoptée en 1981, d'épuisement sur le revenu des frais engagés dans le centre de frais des régions non éloignées du Canada et a repris la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement basé sur les volumes, méthode qu'elle utilisait antérieurement à 1981. Ce changement n'a pas eu d'effet significatif et a été apporté suite aux changements survenus, principalement en ce qui a trait aux prix, aux ententes sur la fixation des prix et la taxation des ressources conclues entre le gouvernement du Canada et les provinces productrices. Les frais engagés dans les régions étrangères productrices sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1983

(en milliers de dollars)

État consolidé de l'évolution de la situation financière



Provenance du fonds de roulement	
	1983
Provenant de l'exploitation	1 070 318 \$
Produit de l'émission d'actions	602 817
Produit de l'émission de titres de dette à long terme	404 909
Subventions en vertu du programme d'encouragements pétroliers	468 000
Produit de la vente d'immobilisations	41 913
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	28 044
Diminution des placements, montant net	1 412
Produit de la vente d'une filiale	—
Fonds de roulement acquis à la prise de contrôle d'une filiale	—
Utilisation du fonds de roulement	
	115 701
Moins le fonds de roulement acquis	16 552
	99 229
Acquisition d'immobilisations	1 019 252
Réduction de la dette à long terme	549 941
Acquisition de participation minoritaire dans des filiales	410 442
Dividendes des actions privilégiées rachetables	66 179
Rachat d'actions privilégiées rachetables	74 601
Augmentation des charges reportées, montant net	12 209
Augmentation des placements, montant net	—
Frais de financement reportés	—
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	
	2 290 176
Fonds de roulement au début de l'exercice	793 562
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	777 622 \$

	1982
Provenant de l'exploitation	1 070 318 \$
Produit de l'émission d'actions	602 817
Produit de l'émission de titres de dette à long terme	404 909
Subventions en vertu du programme d'encouragements pétroliers	468 000
Produit de la vente d'immobilisations	41 913
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	28 044
Diminution des placements, montant net	1 412
Produit de la vente d'une filiale	—
Fonds de roulement acquis à la prise de contrôle d'une filiale	—
Utilisation du fonds de roulement	
	115 701
Moins le fonds de roulement acquis	16 552
	99 229
Acquisition d'immobilisations	1 019 252
Réduction de la dette à long terme	549 941
Acquisition de participation minoritaire dans des filiales	410 442
Dividendes des actions privilégiées rachetables	66 179
Rachat d'actions privilégiées rachetables	74 601
Augmentation des charges reportées, montant net	12 209
Augmentation des placements, montant net	—
Frais de financement reportés	—
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	
	2 290 176
Fonds de roulement au début de l'exercice	793 562
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	777 622 \$

Etat consolide des benefices non repartis

pour l'exercice termine le 31 decembre 1983

(en milliers de dollars)

	1983	1982
Benefices non repartis au debut de l'exercice	116 252 \$	175 672 \$
Benefice de l'exercice avant dividendes des actions privilegiees rachetables	116 510	130 642
Dividendes des actions privilegiees rachetables (note 9)	(66 377)	(120 082)
	50 133	10 560
Redressement de change sur le rachat des actions privilegiees rachetables (note 9)	(14 251)	—
Benefices non repartis a la fin de l'exercice	35 882	186 232 \$



pour l'exercice terminé le 31 décembre 1983

(en milliers de dollars)

	1983	1982
Produits		
Exploitation	1 123 917 \$	2 738 774 \$
Produits des investissements et produits divers	408 516	49 362
	<u>1 532 433</u>	<u>2 788 136</u>
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 110 131	1 359 856
Production et raffinage	293 487	356 217
Frais généraux et frais de marketing et d'administration	741 744	261 343
Amortissement et épuisement	329 097	249 996
Taxes autres que les impôts sur le revenu	288 430	196 772
Intérêt sur la dette à long terme	29 027	50 232
Autres intérêts	2 325	6 597
	<u>3 896 137</u>	<u>2 481 013</u>
Bénéfice avant les postes ci-dessous	376 296	307 123
Gain à la vente d'une filiale	—	7 082
	<u>376 296</u>	<u>314 205</u>
Provision pour impôts sur le revenu (note 12)	227 768	135 073
Reportés	21 176	53 225
Exigibles	5 621	188 298
Participation minoritaire	127 340	125 907
	<u>314 505</u>	<u>473 518</u>
Bénéfice avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	133 160	130 642
Postes extraordinaires (note 13)	31 575	—
Bénéfice de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables (note 9)	<u>116 548</u>	<u>130 642 \$</u>

État consolidé des résultats



Passif et avoir de l'actionnaire

Passif à court terme	
Comptes fournisseurs et charges à payer	192 543 \$
Impôts sur le revenu à payer	30 233
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	422 765
Dette à long terme (note 7)	154 300
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	133 470
Participation minoritaire dans des filiales (note 8)	422 913
Impôts sur le revenu reportés	1 277 350
Actions privilégiées rachetables (note 9)	1 344 080
Capital (note 10)	3 094 872
Surplus d'apport (note 11)	62 807
Bénéfices non répartis	212 085
	1 001 507
	3 341 848

7 552 115 \$

Bilan consolidé


au 31 décembre 1983

(en milliers de dollars)

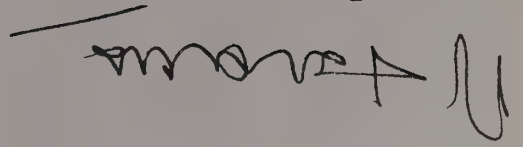
Actif

	1983	1982
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	28 896 \$	28 896 \$
Comptes clients	749 602	749 602
Stocks (note 3)	755 291	755 291
Impôts sur le revenu récupérables	—	—
Dépôts et frais payés d'avance	12 437	12 437
Placements (note 4)	1 546 226	1 546 226
Immobilisations, montant net (note 5)	5 615 001	5 615 001
Charges reportées (note 6)	78 642	95 760

Approuvé au nom du Conseil



administrateur



administrateur

7 119 025 \$

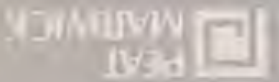
7 552 115 \$

Responsabilité de la direction pour les états financiers

es états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La direction est responsable des autres renseignements contenus dans le rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La direction est aussi responsable d'implanter et de tenir un système de contrôle interne pour s'assurer qu'il est adéquat et fonctionne convenablement.

Le Conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le Conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société. Le comité rencontre la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes au moins quatre fois par an pour assurer que les responsabilités sont convenablement assumées et pour examiner les états financiers. Les vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société, des sondages et des procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement. Les vérificateurs externes ont pleinement accès au comité de vérification du Conseil d'administration.

Rapport des vérificateurs



L'honorable Jean Chrétien, c.p., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1983, ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1983 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les activités de la Société venues à notre connaissance étaient de sa compétence.

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

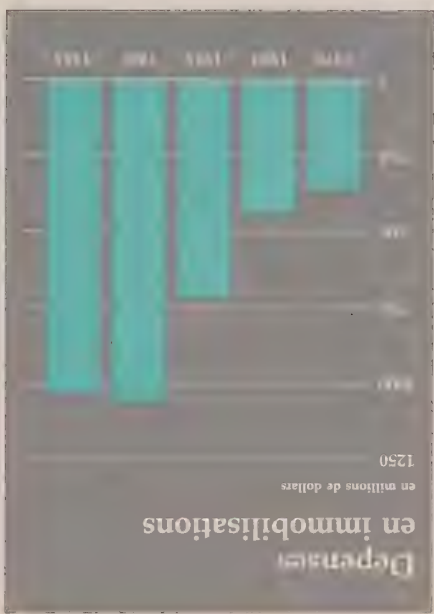
Calgary, Canada
le 24 février 1984

Comptables agréés

une utilité, et si oui, dans quels cas?» Le sujet est aussi largement débattu au Royaume-Uni, et Petro-Canada croit qu'il serait indiqué, pour la profession comptable, de procéder à un nouvel examen du principe de report des impôts en ce qui a trait à l'industrie pétrolière et gazière.

Effets des variations de prix

On trouvera dans une section ultérieure du présent rapport un exposé financier supplémentaire sur les effets des variations de prix, conformément aux recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Les lecteurs de cette partie du rapport noteront qu'il convient de faire preuve de prudence dans l'interprétation des résultats calculés selon la méthode du coût de remplacement actuel, particulièrement en ce qui a trait au coût de remplacement estimatif des réserves de gaz et de pétrole. Bien que les sociétés pétrolières aient à leur disposition un large éventail de méthodes tout aussi valables



Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations pour 1983 se sont élevées à 1 030 millions de dollars, dont 836 millions de dollars ont porté sur l'exploration et la mise en valeur des gisements de gaz et de pétrole. Les dépenses d'exploration ont atteint 537 millions de dollars et visaient les régions éloignées du Canada, notamment la plate-forme de la Nouvelle-Ecosse, les Grands Lacs de Terre-Neuve et les fonds marins au large du Labrador. Des forages de mise en valeur de 38 millions de dollars ont été réalisés au cours de l'année, surtout dans les régions de Valhalla et de Bellshill Lake en Alberta. Les dépenses relatives aux installations de production ont totalisé 70 millions de dollars, le poste le plus important étant représenté par le parachèvement de l'usine de gaz Hanlan-Robb, qui a commencé à produire en 1983.

pour la détermination du coût actuel, nous croyons que cette information complémentaire permettra à tout le moins de conclure que la méthode de comptabilité au coût d'origine ne parvient pas à traduire toute la réalité économique. L'écart entre les résultats financiers établis en vertu de la méthode de comptabilité au coût actuel et ceux obtenus par la méthode de comptabilité au coût d'origine est beaucoup plus élevé chez les concurrents de Petro-Canada que chez cette dernière. La situation est attribuable au fait que les coûts de Petro-Canada ont été engagés plutôt récemment, de sorte que la différence entre les coûts actuels et les coûts d'origine est relativement faible.

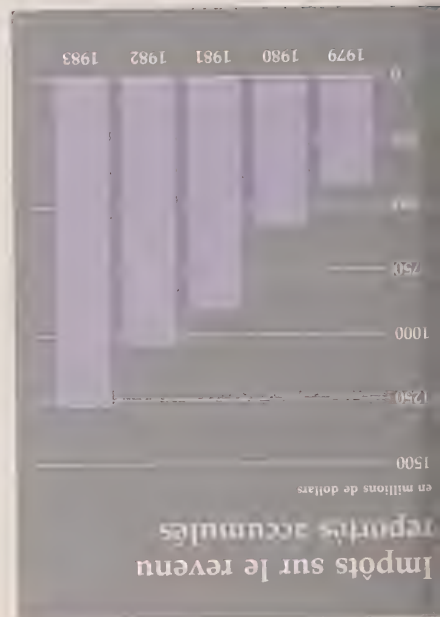
d'amortissement, de dotation à la provision pour épuisement et d'impôts reportés. En ce qui a trait à la radiation des dépenses en immobilisations, la Société amortit le coût de ses travaux d'exploration dans les régions éloignées sur toute la période présumée des travaux ou jusqu'à la découverte d'un gisement exploitable commercialement. Comme notre programme d'exploration est largement orienté vers les régions éloignées, les frais d'amortissement annuels deviennent de plus en plus élevés, sans qu'on puisse entrevoir des rentrées d'argent, donc du bénéfice, pour un bon nombre d'années. Bien qu'elle ne soit pas tenue, en vertu de la méthode de capitalisation du coût entier qu'elle a adoptée, d'amortir le coût de l'exploitation dans les régions éloignées, la Société a quand même jugé qu'il était plus prudent et plus convenable d'agir ainsi.

Le report des impôts est un principe de comptabilité dont la pertinence doit être remise en question, notamment dans une industrie caractérisée depuis toujours par des dépenses en immobilisations gigantesques et croissantes d'année en année. Le United States Financial Accounting Standards Board a publié un document de travail en août 1983, intitulé «An analysis of issues — Accounting for Income Taxes», qui pose entre autres, la question suivante: «La méthode du report des impôts a-t-elle

millions de dollars, ces deux postes n'étant pas déductibles dans le calcul de l'impôt sur le revenu. Si l'on tient compte en plus de la non-déductibilité aux fins fiscales du montant par lequel le prix d'achat versé pour les sociétés acquises en dépasse la valeur comptable, on arrive à un taux d'imposition sur le bénéfice avant impôts de 66 pour cent. Le bénéfice de l'année, après impôts et participation minoritaire, mais avant les postes extraordinaires et les dividendes, s'élevait à 133 millions de dollars, comparativement à 131 millions de dollars en 1982.

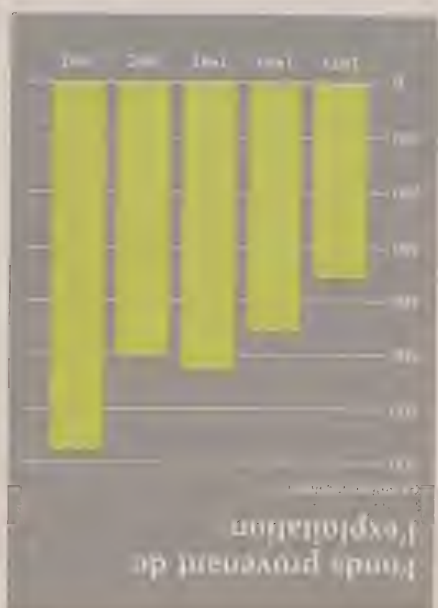
En raison de l'incertitude entourant la mise en service de la raffinerie de Petro-Canada à Come by Chance (Terre-Neuve), la Société a décidé de radier sa mise de fonds dans cette installation comme une imputation extraordinaire de 17 millions de dollars au bénéfice. Est également incluse dans cette imputation extraordinaire de 17 millions de dollars la part de la Société, dans de 5 millions de dollars, dans une charge d'amortissement de la Westcoast Transmission couvrant certains coûts reliés à la Phase II du projet de gazoduc de l'autoroute de l'Alaska. Ces pertes extraordinaires ont réduit le bénéfice pour l'année, avant prélèvement des dividendes, à 117 millions de dollars.

Comme il a été précisé plus tôt, le bénéfice de la Société, si on le compare à ses fonds autogénérés, est relativement faible en raison des charges hors-caisse, notamment le débit représenté par la radiation systématique des dépenses en immobilisations par voie



Les résultats financiers de la Société pour l'exercice financier 1983 indiquent une très nette amélioration par rapport à l'exercice précédent, en dépit de divers facteurs défavorables, comme une réduction des ventes de gaz naturel et les guerres de prix qui ont considérablement nui au secteur des produits raffinés du pétrole dans l'Est du Canada. Une hausse du produit des ventes de pétrole brut conventionnel et de liquides extraits du gaz naturel, de même qu'une production record des installations de la Syncrude, ont largement compensé les facteurs négatifs, les résultats ayant été encore améliorés grâce à des mesures d'économie prises au cours de l'année pour réduire les frais d'administration et d'exploitation. L'accord relatif à l'achat de la Raffinage et Marketing BP Canada Limitée a été conclu en février 1983. Dans la comparaison des résultats de 1983 à ceux de l'année antérieure, il conviendrait de noter que les résultats de 1983 incluent les données relatives à l'exploitation de cette dernière société du 1^{er} mars 1983, date de prise d'effet de l'acquisition.

de 117 millions de dollars s'explique par le fait que, dans le calcul de ce dernier chiffre, on a procédé à des deductions au titre de l'amortissement, de la dotation à la provision pour reportes, qui réduisent le bénéfice mais n'entraînent pas de sorties de fonds. Le programme dynamique d'exploration et de mise en valeur de la Société suppose un niveau élevé de dépenses qui donne néanmoins droit à



Fonds autogénérés et bénéfice

des deductions au moment du calcul du bénéfice imposable. En conséquence, de la provision totale pour impôts sur le revenu de l'année 1983, seule une tranche de 21 millions de dollars était exigible cette année, tandis qu'une somme de 228 millions de dollars était reportée et restait disponible pour le réinvestissement. Pour ce motif, Petro-Canada croit que le critère des fonds autogénérés est une mesure plus significative du rendement de la Société que le critère plus courant du bénéfice. Après deduction des dividendes à verser sur les actions privilégiées, les fonds autogénérés mobilisables pour le réinvestissement et le remboursement de la dette s'élevaient à 590 millions de dollars, comparativement à 380 millions de dollars en 1982, soit une hausse de 55 pour cent. Le bénéfice avant impôt sur le revenu, participation minoritaire, postes extraordinaires et dividendes à l'égard des actions privilégiées a été de 376 millions de dollars, en hausse de 62 millions de dollars, ou 20 pour cent, par rapport à 1982. Les provisions pour impôts sur le revenu se sont élevées à 249 millions de dollars, comparativement à 188 millions de dollars en 1982. La Société a versé un total de 303 millions de dollars aux gouvernements provinciaux à titre de redevances et autres paiements, et a acquitté des taxes sur les recettes pétrolières et gazières s'élevant à 108

Revue financière



Rob Sadleir, directeur de la comptabilité générale, fait partie du groupe responsable de la comptabilité de l'entreprise au siège social de Petro-Canada, à Calgary.

Port Moody, sur la côte Ouest du pays. Au cours de l'été, la Société a ouvert des établissements de détail à Terre-Neuve pour étoffer son réseau national de distribution. L'accentuation de nos efforts d'efficacité s'est soldée par des résultats positifs. Dans le domaine du service à la clientèle, le chiffre d'affaires de la Société a dépassé celui de l'ensemble du secteur pétrolier au cours de 1983. Notre part du marché s'est accrue, ce qui témoigne éloquentement de l'appui solide du public à l'endroit des produits et des services de Petro-Canada. Petro-Canada est la seule société pétrolière canadienne intégrée à l'échelle nationale; elle vient au quatrième rang des grandes entreprises pétrolières. Sur l'ensemble du pays, Petro-Canada a conquis environ 14 pour cent du marché de l'essence et des distillats.

En 1983, Petro-Canada a mis en valeur de la raffinerie, considérablement la capacité de la raffinerie. L'adaptabilité du pétrole brut, en plus d'augmenter la capacité de cet appareil à améliorer la valeur moindre. L'aménagement partiel de résidus lourds de intermédiaires par la conversion des distillats d'accroître la production des essences et des distillats cubes par jour, permet d'accroître la production des distillats. Cette installation, viscoréducteur à sa raffinerie montréalaise. Cette installation, succès l'exploitation d'un Petro-Canada a amorcé avec provinces de l'Atlantique. comprend le Québec et les dans l'Est du Canada, qui répercute sur nos activités du raffinage s'est surtout sur l'amélioration de l'efficacité de l'accent que nous avons mis sur l'amélioration de l'efficacité de l'Exposition et le Stampede de Calgary.



d'une capacité de 2 225 mètres cubes par jour, permet d'accroître la production des essences et des distillats intermédiaires par la conversion partiel de résidus lourds de valeur moindre. L'aménagement de cet appareil a amélioré l'adaptabilité du pétrole brut, en plus d'augmenter la capacité de la raffinerie. mise en valeur de la raffinerie. En 1983, Petro-Canada a d'autre part lancé une activité importante dans l'Est, avec la réalisation, à la raffinerie de Montréal, du chantier-témoin CANMET. Ce chantier, qui devrait être mis en service d'ici à 1986, a pour vocation d'améliorer l'efficacité de la raffinerie et de présenter la technologie CANMET ainsi que ses avantages potentiels pour l'industrie. La technologie CANMET, mise au point par le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources, est une application du procédé d'hydrocraquage, élaborée afin d'accroître la production de par des commandes, à des activités locales comme l'Exposition et le Stampede de Calgary.

ns ce secteur aval de son
 ivité, dont la gestion est
 rfiée à Produits Petro-
 nada, la Société a établi sa
 orité stratégique de façon à
 ter cette division d'une
 tonomie et d'une rentabilité
 plus en plus grandes, en
 portant des améliorations
 nstantes à l'efficacité du
 rfinage et du marketing et
 accordant une attention de
 rticulière à la satisfaction de
 clientèle, du personnel et des
 rtailants.

En 1983, la Société a accompli
 énormes progrès dans la
 alisation de ses objectifs
 stratégiques. Cependant, comme
 l'industrie du raffinage
 du marketing, ses activités
 nt été altérées par la forte
 mpression des prix et des
 arges, à cause d'une àpre
 oncurrence parmi les grossistes
 les détaillants.

n trait dominant de l'exercice
 été l'acquisition et
 ntégration des installations
 e raffinage et de marketing de
 P Canada Inc. Grâce à cette



Mike Findlay est l'un des employés
 responsables de la bonne marche des
 exercices de lutte contre les incendies
 à la raffinerie Trafalgar de
 Petro-Canada, à Oakville.



Joann Berliand et Mario Tremblay
 débattent les enjeux relatifs aux cartes de
 crédit avec Laine Laver et Pierre
 Murdoch.

opération, la Société a pu
 combler un grand vide
 commercial dans les provinces-
 clés de l'Ontario et du Québec.
 L'acquisition de ces installations
 donne à Petro-Canada une
 présence importante à l'aval du
 secteur pétrolier. La Société
 s'est résolument employée à
 intégrer son nouvel actif dans
 le cadre d'une exploitation
 efficace. Ce processus a donné
 lieu à une réorganisation
 complète, au commencement
 de la réidentification des
 établissements de détail sous
 le symbole familial de
 Petro-Canada, ainsi qu'à un
 vaste plan de rationalisation.

Ce plan nous a amenés à
 fermer des stations-service peu
 rentables, à investir des
 capitaux de façon sélective afin
 d'accroître l'efficacité de
 l'infrastructure actuelle de
 marketing et de raffinage, et à

Au terme de 1983, Petro-
 Canada avait réaménagé son
 réseau national de distribution
 et de raffinage, qui englobait
 2 800 établissements de détail,
 trois raffineries (celle de
 Taylor, en Colombie-
 Britannique, exploitée à 70
 pour cent; celle de Montréal,
 utilisée à 90 pour cent; et celle
 de Trafalgar, en Ontario, qui
 tourne à près de 100 pour
 cent), de même qu'une
 participation de 49 pour cent
 dans une quatrième raffinerie à

Produits Petro-Canada



Cyril O'Brien, exploitant de la première station-service Petro-Canada à Terre-Neuve, parle d'un produit avec un nouveau client. À la fin de l'été, Petro-Canada compléterait son réseau de ventes au détail à l'échelle nationale.

Superficie

Provinces	
Colombie-Britannique	1 305 835
Alberta*	4 005 311
Saskatchewan	257 365
Manitoba	149 490
Ontario	32 635
Québec	1 124 982
Régions éloignées	
Territoires du Nord-Ouest et	11 793 808
Mer de Beaufort	429 314
Baie d'Hudson	6 794 284
Îles de l'Arctique	33 037 725
Large de la côte Est	2 358 345
Large de la côte Ouest	1 681 737
Territoires étrangers	28 549 260
Total**	62 970 831

* inclut les terres de sables pétrolières sous permis
** exclut les terres charbonnières sous permis

(en hectares)	
brute	nette
1 305 835	732 959
4 005 311	1 833 605
257 365	122 869
149 490	75 606
32 635	19 392
1 124 982	581 277
11 793 808	8 233 631
429 314	52 776
6 794 284	949 246
33 037 725	13 440 530
2 358 345	2 358 345
1 681 737	149 024
28 549 260	

insi passée à cinq millions de mètres cubes en 1983, soit une moyenne de 13,8 mille mètres cubes par jour. Comprimée par la léthargie de la demande, surtout sur le marché des exportations, la production de gaz naturel a fléchi de 6 pour cent pour atteindre 3,6 milliards de mètres cubes, ce qui représente en moyenne dix millions de mètres cubes par jour environ.

Nos activités de développement de gisements gazeïères ont été axées sur l'achèvement de l'usine de gaz de Hanlan-Kobb, où la Société a une participation de 34,3 pour cent. Cette usine, la première grande installation de transformation gazière réalisée

en Alberta depuis une décennie, a une capacité journalière de 8,5 millions de mètres cubes de gaz.

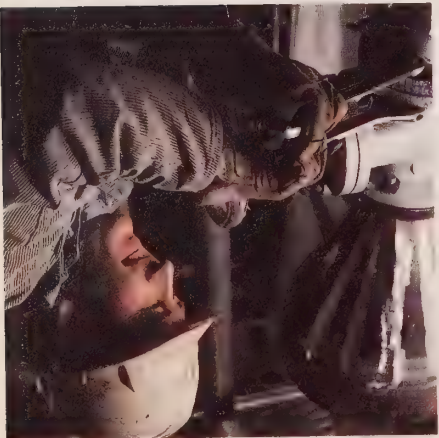
Au large des côtes espagnoles, la production attribuable à la participation de 7,6 pour cent de Petro-Canada dans le gisement pétrolière de Casablanca a plus que doublé par rapport à 1982, pour s'inscrire à plus de 500 mètres cubes par jour. Le rendement des puits et les résultats des études sismiques ont confirmé l'existence d'un supplément de réserves récupérables. Les travaux se poursuivent sur le gisement voisin de Montanazo, où la Société détient également une participation et où un puits en mer profonde est en voie de réalisation. Ce puits

À la clôture de l'exercice, les réserves prouvées de pétrole classique de Petro-Canada totalisaient 45,0 millions de mètres cubes, en baisse d'environ 4 pour cent sur 1982. Outre ces réserves, la participation de la Société dans Syn crude Canada Ltd. représente 26,3 millions de mètres cubes de réserves prouvées de pétrole brut synthétique.

À la fin de l'exercice, nos réserves prouvées de gaz naturel étaient de 134,3 milliards de mètres cubes, en recul de près de 1 pour cent par rapport à 1982. Les réserves prouvées de liquides extraits du gaz naturel s'élevaient à 7,4 millions de mètres cubes à la fin de l'exercice, soit 4 pour cent de moins qu'en 1982.

mondial.

établira d'ailleurs un record



d'un million de mètres cubes de réserves de pétrole prouvées grâce à ses puits de développement de Valhalla; elle devrait doubler largement ce chiffre grâce à un procédé de récupération par injection d'eau, en cours de mise au point. Dans le champ pétrolier de Bellshill Lake, Petro-Canada a poursuivi son important programme de forages intercalaires, en réalisant 30 nouveaux puits en 1983. Dans le gisement Caroline, la grande opération de déplacement par phase miscible était en cours d'aménagement pendant l'exercice; une fois terminée, cette opération devrait permettre d'augmenter à plus du double la production journalière de ce gisement. Grâce à sa part de 17 pour cent dans Syncrude Canada Ltd., Petro-Canada a enregistré le niveau de production de pétrole brut synthétique le plus élevé en 1983. Les installations d'exploitation des sables pétroliers de Syncrude, qui représentent les plus importantes du genre dans le monde entier, ont produit environ 30 pour cent de plus de pétrole brut synthétique qu'en 1982. Avant les redressements pour tenir compte des redevances, la part de Petro-Canada dans cette production s'est élevée à plus d'un million de mètres cubes.

À l'installation de Syncrude, la hausse de la production de pétrole synthétique a fait progresser de 5 pour cent par rapport à 1982 la production totale de pétrole et de liquides extraits du gaz naturel, qui est

Réserves prouvées de gaz naturel (avant redevances)

	1983	1982	1981	1980	1979
Colombie-Britannique	47 455,4	48 755,7	50 144,8	50 955,3	45 576,2
Alberta	86 511,5	86 712,0	87 784,7	64 125,2	61 955,9
Saskatchewan	333,8	310,9	320,9	312,3	276,7
Total des réserves de gaz	134 300,7	135 778,6	138 250,4	115 392,8	107 808,8

Réserves des liquides extraits du gaz naturel

	1983	1982	1981	1980	1979
Colombie-Britannique	905,1	935,1	948,1	1 001,2	889,5
Alberta	6 478,1	6 774,9	7 301,9	5 382,0	4 733,0
Total des liquides	7 383,2	7 710,0	8 250,0	6 383,2	5 622,5
Total des réserves de pétrole et des liquides	79 593,2	83 120,9	84 696,4	70 126,7	72 532,6

	1983	1982	1981	1980	1979
Colombie-Britannique	2 754,5	2 868,2	3 080,0	2 911,2	3 052,3
Alberta	40 315,4	42 397,6	42 357,6	38 492,6	41 376,0
Saskatchewan	1 833,3	1 793,5	1 608,0	865,5	352,2
Saskatchewan	57,7	45,5	11,3	0,0	0,0
Manitoba	44 960,9	47 104,8	47 056,9	42 269,3	44 780,5
Syncrude	26 300,0	27 400,0	28 300,0	20 500,0	21 100,0
Espagne	949,1	906,1	1 089,5	974,2	1 029,6
Total des réserves de pétrole	72 210,0	75 410,9	76 446,4	63 743,5	66 910,1

Réserves prouvées de pétrole et des liquides extraits du gaz naturel (avant redevances)

1983, la Société s'est dotée de principes directeurs relatifs à ses activités sur le Canada. Ses principes traduisent sa volonté de permettre aux Canadiens de tirer le meilleur parti de sa présence dans le secteur pétrolier et gazier. Ces principes, qui énoncent de façon exhaustive les retombées issues par l'action de la Société, incluent plus explicitement la mission de Petro-Canada et tiennent la prise des décisions.

Les nombreuses initiatives prises par Petro-Canada en 1983 ont permis la participation directe des Canadiens aux travaux d'exploration relatifs aux hydrocarbures, tant au large des côtes du Canada qu'à l'étranger. C'est en juillet que la nouvelle plate-forme de forage de positionnement dynamique semi-submersible, EDCO 710, qui appartient à 50 pour cent à Petro-Canada, est arrivée sur la côte Est. Au nombre des autres réalisations de l'exercice, mentionnons l'achèvement et la mise en service de deux ravitailleurs à terre-Nouve et d'un navire sismique au Québec. Les ravitailleurs ont depuis étéendus à des sociétés canadiennes par Petro-Canada qui les utilise à contrat. Quant au navire sismique que possède Petro-Canada, le *Bernier*, il est exploité au nom de Petro-Canada par une autre

firme canadienne. Jusqu'à maintenant, le *Bernier* a appuyé les travaux de Petro-Canada sur la côte Est ainsi que ceux de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale.

Production et réserves
Production et développement
 Au cours de l'exercice, Petro-Canada a continué d'affirmer sa prépondérance de producteur de pétrole et de gaz naturel au Canada. La Société a figuré parmi les tout premiers producteurs de pétrole, intervenant pour environ 6 pour cent dans

l'ensemble de la production du pétrole classique. Elle se classe au premier rang des producteurs de gaz naturel en Colombie-Britannique et parmi les quatre premiers producteurs en Alberta; elle contribue dans une proportion d'environ 5 pour cent à la production globale du gaz naturel au pays. Les efforts déployés par la Société afin d'accroître la production du pétrole classique, notamment par ses activités de développement, ont été couronnés de succès et ont permis de compenser la baisse naturelle de la production des gisements anciens. Les plus grands chantiers de développement pétrolier de Petro-Canada, soit Valhalla, Bellshill Lake et Caroline, La Société a réussi à ajouter plus

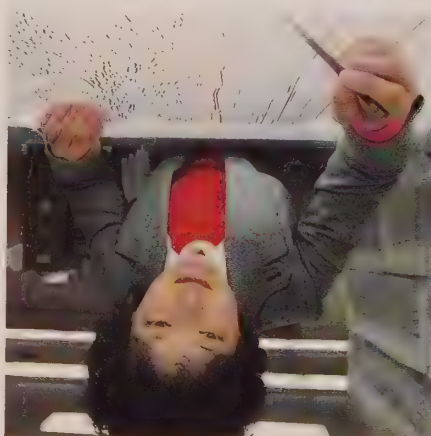
Production dans l'Ouest du Canada
 (Part de la Société avant redevances)

Liquides extraits du gaz naturel	Pétrole	Gaz naturel	
(en milliers de mètres cubes)	(en milliers de mètres cubes)	(en millions de mètres cubes)	
Alberta	3 014	2 399	524
Classique	1 102	—	—
Synchrude	—	—	2 316
Empress	—	—	—
Colombie-Britannique	231	1 231	11
Saskatchewan	153	10	—
Manitoba	3	—	—
Total	4 503	3 640	2 851

accord conclu entre les propriétaires de Syncrude et le gouvernement albertain pour le report du versement des redevances. Ce programme d'expansion, qui donnera lieu à des investissements massifs, devrait être achevé d'ici à la fin de 1987.

Au cours des derniers mois de 1983, Petro-Canada a entrepris une importante étude indépendante sur la viabilité d'une installation de taille moyenne pour l'exploitation de sables pétroliers. De l'avis de la Société, la solution des sables pétroliers devrait, sous l'angle de la politique nationale de l'énergie, être réexaminée attentivement : déjà connue, cette ressource existe en abondance en Alberta; les techniques d'exploitation, d'extraction et de mise en valeur ont déjà été mises au point dans les installations de Suncor et de Syncrude; enfin, les estimations financières sont aujourd'hui moins élevées et plus sûres que celles qui avaient été établies pour les projets proposés antérieurement.

Dans le cadre de ses activités à l'étranger, Petro-Canada a fait partie, avec quatre autres organismes, d'un consortium international qui a négocié avec succès cinq contrats d'exploration sur une superficie de 1,4 million d'hectares, au large des côtes de la République populaire de Chine. Il s'agissait des premiers contrats adjugés au cours de la première ronde des soumissions. La Société a des participations jusqu'à concurrence de 10 pour cent dans les blocs de forage en mer profonde; au



Sally McLean, superviseur de la production, inspecte une coupe d'un puits de pétrole.

Au début, l'installation de Wolf Lake, qui regroupera près de 200 puits, fera appel à la méthode classique d'injection de vapeur pour l'extraction du bitume. Une fois mise en service en 1985, cette installation, où travailleront 450 personnes, produira 1 100 mètres cubes de bitume par jour. Son aménagement a été entrepris au cours de l'été et le forage y a débuté vers la fin de 1983. Cette opération rapportera rapidement à Petro-Canada des rentrées de fonds, en plus de lui permettre d'acquiescer une expérience technologique et de se placer en excellente position pour lancer un chantier analogue plus important, si les circonstances le justifient.

En 1983, Petro-Canada a pris une autre importante décision en augmentant de 17 pour cent, pour la porter à 21 900 mètres cubes par jour, la production de pétrole brut synthétique de l'usine de Syncrude. Cette décision est largement le résultat d'un



Fred Schwallier et Roger Brook inspectent un assemblage de vannes qui sera installé sur le site du nouveau puits d'exploitation des sables pétroliers de Wolf Lake.

Activités nouvelles importantes

En raison du fléchissement persistant des réserves pétrolières constituées de l'Ouest canadien et de l'ampleur des gisements albertains de pétrole lourd et de sables pétroliers, Petro-Canada s'intéresse vivement aux sables pétroliers comme source d'approvisionnement à moyen terme.

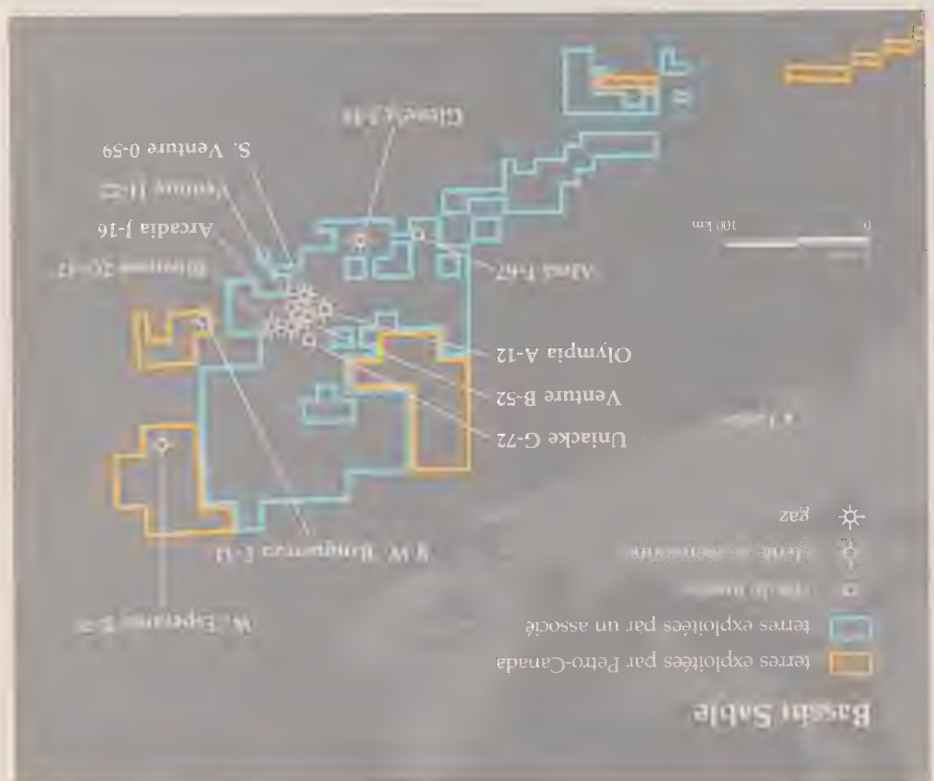
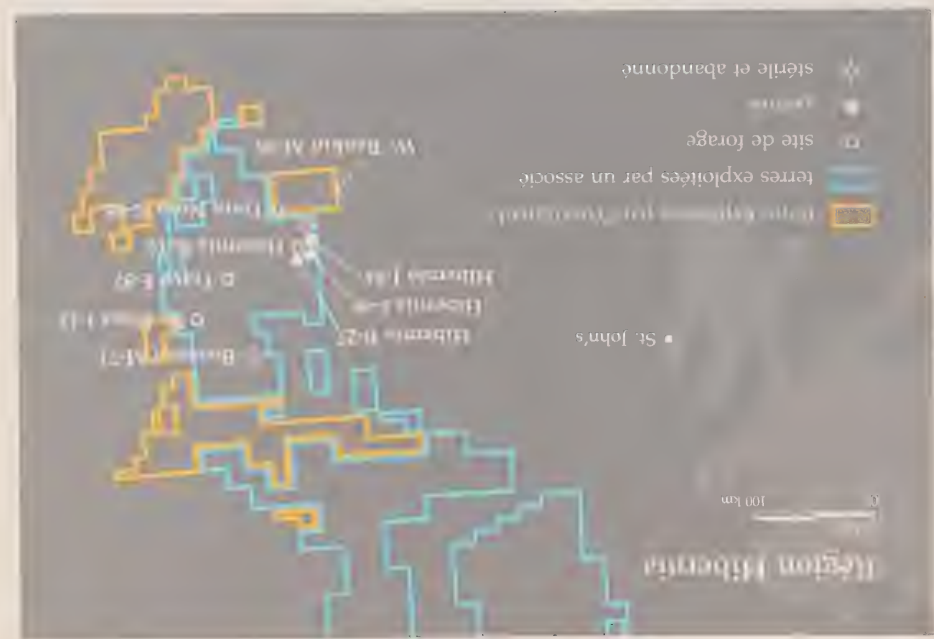
La décision de participer, dans une proportion de 50 pour cent, à la réalisation d'une installation d'exploitation de sables pétroliers in situ de 150 millions de dollars à Wolf Lake, en Alberta, est l'une des mesures les plus importantes prises par la Société en 1983. Les allègements que les administrations fédérale et provinciale ont décidé d'apporter au régime fiscal ont créé l'impulsion nécessaire au lancement de ce projet.

ns la Mer de Beaufort, la
 ciété a eu une participation
 odeste dans trois puits, dont
 plus prometteur est Itiyok
 7, foré à partir d'une île
 agnée qui se trouve à 68
 omètres au nord-ouest de
 ktuyaktuk. Au Labrador, les
 sultats de notre programme
 forage de trois puits ont été
 cevants. Petro-Canada
 évalue ses positions en ce qui
 concerne ses activités dans
 te région.

Ouest du Canada

endant l'exercice, nos
 tivités dans l'Ouest du pays
 nt continué de se dérouler
 us le signe du succès.
 Petro-Canada a participé au
 rage de 132 puits d'exploration,
 ont le taux de réussite
 lativement élevé s'est établi à
 9 pour cent, et au forage de
 4 puits de développement,
 our un taux de réussite de 95
 our cent.

ans le nord-ouest albertain,
 Petro-Canada a participé à la
 écouverte de nouveaux
 sements pétroliers dans
 eux régions : Wapiti et
 nekille-Amigo. En 1983, la
 ociété a de plus lancé un
 rogramme actif de forage en
 askatchewan; ses travaux ont
 orté sur le pétrole classique
 ans l'est de cette province, et
 ur la mise en valeur de
 sements de pétrole lourd
 ans l'ouest. Au Manitoba,
 ous avons continué de
 articiper à la mise en valeur
 n champ pétrolier de
 askada.



Petro-Canada a une participation de 45 pour cent dans le puits d'exploration Glenelg J-48, le puits le plus prometteur de Sable Basin en 1983. Pour déterminer l'ampleur commerciale de cette découverte, il faudra procéder à des forages de délimitation. La Société participe en outre, à raison de 42 pour cent, au forage de Uniacke G-72, situé à 20 kilomètres au nord-ouest du gisement gazéifère Venture, qui était foré à la clôture de l'exercice.

Petro-Canada a aussi une participation de 30 pour cent dans un programme de forage de deux puits de délimitation sur le gisement Venture, dans le Sable Basin. Ce programme a été fructueux. Les résultats des sondages du puits Venture B-52 ont été encourageants. À la fin de l'exercice, une équipe s'affairait à préparer le puits de délimitation Venture H-22 en prévision d'un vaste programme de sondages. Le sondage de ces deux puits, qui établira le prolongement sud du gisement Venture, a déjà permis de confirmer l'existence d'importantes réserves de gaz qui pourront faire l'objet d'un plan de développement. La recherche de débouchés suffisants est essentielle au développement de ce gisement.



ns le secteur amont de ses vités, dont la gestion est itée à Ressources Petro-Canada, la Société a axé sa orte sur un meilleur ilibre entre ses perspectives autofinancement à court me dans l'Ouest canadien et projets d'investissement de que à long terme dans les gions éloignées. Petro-Canada a en outre adopté des sures importantes, qui noignent de sa volonté ppliquer avec toujours plus rigueur le principe selon quel les Canadiens doivent er le meilleur parti de son évention dans le secteur pétrole et du gaz.

Exploration

s efforts stratégiques de Petro-Canada ont porté sur recherche de sources nouvelles et importantes approvisionnement en hydrocarbures dans les gions éloignées, notamment large des côtes Est du pays. os travaux d'exploration et de développement ont été axés r les zones de Hibernia et de ble Basin; dans la Mer de aufort, au Labrador et dans les de l'Arctique, notre tivité a été relativement oins intense. Dans l'Ouest a pays, nous avons surtout sisté, pour des raisons stratégiques, sur les possibilités autofinancement rapide que nous avons mises en équilibre ec un réexamen attentif du otentiel d'approvisionnement



L'employé d'un entrepreneur examine le tableau de service à bord d'une plate-forme de forage semi-submersible, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.



Le géophysicien, Jim McGregor, à gauche, et les technologues en géophysique Bev Fletcher et Tom Powers effectuent un contrôle technique de la prospection sismique.

travaux révélaient des résultats encourageants, et les forages se poursuivaient.

Dans le cadre d'une participation de 25 pour cent, Petro-Canada a contribué au forage de délimitation de trois puits mené avec succès sur le gisement de Hibernia. Les résultats des sondages effectués dans les puits B-27, J-34 et I-46 sont prometteurs et nous fournissent d'autres précieux renseignements sur la structure des puits qui servent à la mise au point d'un système d'exploitation adéquat. Le développement à grande échelle de cet important gisement pétrolière réclamera, de la part de la Société, des engagements financiers substantiels et le recours à des méthodes de production à la fine pointe de la technologie.

Dans les régions éloignées et à l'étranger

Dans les régions éloignées, Petro-Canada a participé à 20 des 23 puits forés en 1983, et elle en a exploité sept. Au cours de l'exercice, Petro-Canada a mené à terme quatre accords d'exploration conclus avec le gouvernement fédéral et portant sur 2,2 millions d'hectares au large des côtes de Terre-Neuve. Le premier puits important réalisé dans le cadre de cet accord a été le Terra Nova K-08, dans le périmètre de South Hibernia, qui appartient entièrement à la Société. Petro-Canada a par la suite pu compter sur le concours d'associés canadiens qui participent au forage de ce puits et d'autres puits dans ce périmètre. À la fin de 1983, ces

Ressources Petro-Canada



Yasuhisa Inaba, technologie
de recherches, utilise un
microscope à platine
chauffante au laboratoire de
recherche de la Société où
l'on effectue des recherches
sur les procédés de mise en
valeur des sables pétroliers
et des pétroles lourds, ainsi
que sur les procédés de
raffinage.

Il y a le contexte difficile du pétrolier et gazier au Canada, l'exercice 1983 a été marqué par de profonds changements et de grandes réalisations pour Petro-Canada. Les cours mondiaux du pétrole ont fléchi et la demande de gaz naturel et de produits pétroliers a été faible. Pendant plus grande partie de l'année, la rentabilité des activités de raffinage et de marketing a été insuffisante, en son des excédents de capacité de raffinage et de la concurrence de prix qui a caractérisé la vente en gros et en détail. Pour faire face à ces difficultés, la Société n'a pas tardé à prendre un certain nombre de mesures appropriées. La priorité a été reconsidérée afin de mettre l'accent sur un meilleur équilibre entre les activités qui rapportent des fonds à court terme et les projets à long terme, qui comportent plus de risques financiers.

Nos travaux d'exploration dans les régions éloignées portent désormais sur les zones les plus prometteuses qui offrent les meilleures perspectives de production commerciale à court terme.

Dans l'Ouest du pays, nos activités d'exploration ont été réorientées vers le pétrole en raison de l'incertitude des débouchés du gaz naturel.

La priorité en matière d'investissements en immobilisations a été

réexaminée de façon à privilégier les projets qui permettent un autofinancement rapide et une diminution des coûts.

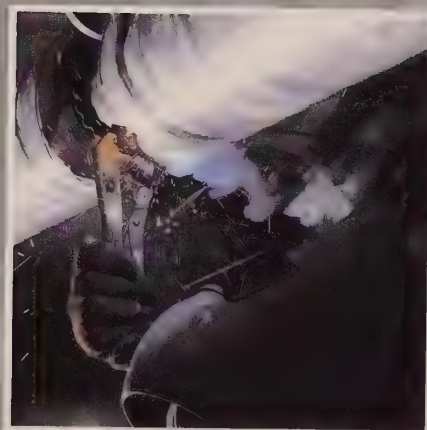
- Les programmes lancés en 1982 afin d'améliorer l'efficacité et de réduire les frais et l'effectif se sont poursuivis et ont été accentués.
- Certains projets qui étaient apparus viables dans un contexte de prix élevés mais qui ne pouvaient plus être financés ont été abandonnés ou reportés.
- On ne croit pas que le programme d'exploration au Labrador continue ses travaux en 1984.
- Le projet Rim Gas a été abandonné.
- Par mesure de prudence commerciale, les investissements consacrés à la raffinerie de Come by Chance font l'objet d'une provision pour amortissement dans les comptes, étant donné l'incertitude reliée à la réactivation de cette raffinerie.
- Le projet-pilote de l'Arctique a été reporté à une date indéfinie.

Ces décisions n'ont pas été faciles à prendre, mais elles étaient nécessaires pour permettre à la Société de bien s'acquitter de sa mission dans un contexte difficile et de soutenir le pari de l'avenir. Ces décisions ont déjà produit des résultats évidents en 1983: ● La Société a inscrit les meilleurs résultats financiers de toute son histoire.

- Un programme d'exploration intense nous a permis de découvrir des gisements pétroliers et gazifères importants dans l'Ouest du Canada et dans les régions éloignées.
- Des puits de délimitation ont été complétés avec succès sur les gisements de Hibernia et de Venture.
- La production de pétrole brut classique et synthétique a enregistré d'énormes progrès par rapport à 1982.
- Les installations de raffinage et de marketing de BP Canada ont été intégrées avec succès au réseau des Produits Petro-Canada.
- Des principes directeurs concernant les retombées économiques canadiennes ont été mis en oeuvre.



Vue d'ensemble de l'exercice



Un soudeur à fortuit procé-
au soudage d'un pipeline
collecteur sur le site du
chantier Valhalla, exploité
par la Société. La mise en
valeur de ce champ
pétrolier, dans le nord-est
de l'Alberta, a permis
d'augmenter sensiblement
les réserves de pétrole
en 1983.

Les installations de raffinage et de distribution de BP Canada ont été intégrées harmonieusement au réseau de la Société. L'unification des points de distribution sous le symbole de Petro-Canada s'est poursuivie au cours de l'exercice, ce qui a permis de faire progresser le chiffre d'affaires. La Société est aujourd'hui un puissant concurrent sur le marché.

Dans le souci d'améliorer son efficacité, Petro-Canada a réaménagé ses activités pour les répartir entre trois grandes divisions: Ressources Petro-Canada, groupe chargé de l'amont des opérations pétrolières et gazières; Produits Petro-Canada, division qui a la responsabilité des opérations de l'aval; et la Division des services à la Société. Un conseil de direction, où siègent les cinq membres de la haute direction de la Société, veille à concevoir les stratégies et les plans d'action de ces divisions d'exploitation avec la mission de Petro-Canada. En raison de son expansion rapide et de la complexité de ses activités, la Société a dû recruter à l'extérieur quelques cadres supérieurs dotés d'une vaste connaissance et d'une solide expérience de notre secteur industriel. Il est cependant à prévoir que, dorénavant, nos besoins en compétences de direction seront essentiellement pourvus de l'intérieur.

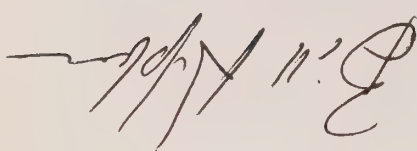
Dans un contexte économique précaire et compte tenu de la nécessité de raffermir la gestion de l'entreprise à la suite de plusieurs acquisitions, le

Le besoin de réduire l'effectif s'est avéré évident; grâce aux préretraites et aux départs volontaires, nous avons pu atténuer les effets de ces mesures sur notre personnel. J'ai été vivement impressionné par la collaboration soutenue de nos employés au cours de cette période difficile. Au cours de 1983, le personnel de Calgary a commencé à emménager dans notre nouveau siège social, le Centre Petro-Canada; ce déménagement devrait être achevé d'ici au milieu de 1984. Le regroupement de notre personnel de Calgary dans ce Centre permettra d'améliorer considérablement notre efficacité, en plus de raffermir le moral de la Société.

En terminant, je tiens à remercier nos administrateurs sortants, soit Mme Ione Christensen et MM. T. K. Shoyama et J. S. Grafstein. Nous leur sommes très reconnaissants des efforts qu'ils ont accomplis pour Petro-Canada. Il convient en particulier de rendre hommage à M. T. K. Shoyama, membre du Conseil fondateur de Petro-Canada en 1976, dont nous avons bénéficié de la précieuse collaboration au cours d'une phase cruciale de l'évolution de Petro-Canada.

Le président du Conseil d'administration et directeur général

W. H. Hopper



Le 30 mars 1984

Message du président du Conseil d'administration



Le Conseil de direction de
Petro-Canada, de gauche à droite :
David O'Brien, Ed Lakusta, Bill
Hopper, Bill West et Jim Stanford.

Nous avons le plaisir de vous
rendre compte, au nom du
Conseil d'administration, des
résultats de Petro-Canada pour
l'exercice 1983.

L'exercice écoulé a été fécond
pour la Société. Il a été dominé
par d'importantes réalisations
dans tous les secteurs de notre
activité. Malgré une conjoncture
difficile, les résultats financiers
révèlent des progrès
considérables par rapport à 1982.
L'accroissement de la
production du pétrole brut
classique et synthétique a
largement éclipse la baisse
des ventes de gaz naturel et la
détérioration de la rentabilité
dans les domaines du raffinage
et du marketing.

Les fonds provenant de
l'exploitation se sont chiffrés à
676 millions de dollars, soit une
hausse d'environ 35 pour cent.
Il s'agit d'un sommet sans
précédent au cours des huit
années d'existence de la
Société. Une fois prélevés les
dividendes sur les actions
privilegiées, les fonds
disponibles pour le
réinvestissement et le

remboursement des dettes se
sont élevés à 590 millions de
dollars environ, soit une
hausse sensible de 55 pour
cent. Les dépenses en
immobilisations ont atteint 1,0
milliard de dollars. Au fur et
à mesure de l'évolution de la
Société, les apports financiers
du gouvernement seront moins
considérables, et les fonds
autogénérés seront appelés à
représenter la première source
de capitaux réinvestis. Au cou
rs de l'exercice, nous avons
poursuivi et même intensifié le
programmes lancés en 1982
pour l'encadrement de l'effecti
et des frais d'exploitation; ces
efforts nous ont manifestement
permis d'améliorer notre
efficacité et nos résultats
financiers.

À titre d'exploitante ou de
coparticipante, Petro-Canada a
poursuivi une campagne
active d'exploration dans les
régions éloignées. Cette
campagne a donné lieu en 1983
à la découverte d'une série de
gisements importants. Un
certain nombre de puits a été
foré afin d'évaluer les
gisements de Venture et de
Hibernia. La Société continue
de mettre l'accent sur
l'importance des régions
éloignées pour l'avenir des
approvisionnement du Canada
en pétrole et en gaz naturel.
Nos efforts portent sur les
régions qui offrent la
perspective d'une exploitation
commerciale à court terme.
Les sables pétroliers et les
gisements de pétrole lourd de
l'Alberta et de la Saskatchewan
représentent pour l'avenir une

Le 30 mars 1984

Honorable Jean Chretien, c.p., député
Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Monsieur le ministre,

Nous avons l'honneur de vous soumettre, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice qui s'est terminé le 31 décembre 1983.

En application des dispositions de la Loi sur l'administration financière, ce rapport comprend le bilan consolidé et les autres états financiers pertinents, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Veuillez agréer, monsieur le ministre, l'expression de notre considération distinguée.

Le président du Conseil
d'administration
et directeur général



W. H. Hopper



Rapport annuel 1985

Conseil
d'Administration
+ Wilbert (Gru) H. Happer

Président du Conseil
d'Administration
+ Claude Hébert

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

Président du Conseil
d'Administration
+ Robert Guind

CAI
PET
-A56

Government
Publications



Petro-Canada

***Building
and moulding
Petro-Canada
into a strong
and competitive
company***

1984
Annual
Report

Board of Directors

***Wilbert (Bill) H. Hopper**
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

***Edward M. Lakusta**
President
and Chief Operating Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

Robin Abercrombie
Consultant
Valhalla Energy Corporation
Vancouver, B. C.

Alfred E. Barroll
Consultant
A. E. Barroll Resource
Consultants Ltd.
Calgary, Alberta

Jean Bazin
Senior Partner
Byers Casgrain
Barristers and Solicitors
Montreal, Quebec

Rudolph Bratty, Q.C.
Senior Partner
Gambin and Bratty
Barristers and Solicitors
Downsview, Ontario



Roy Victor Deyell, Q.C.
Senior Partner
McLaws and Company
Barristers and Solicitors
Calgary, Alberta

Anne R. Dubin
Senior Partner
Tory, Tory, DesLauriers
and Binnington
Barristers and Solicitors
Toronto, Ontario

William McBurney Elliott
Senior Partner
MacPherson, Leslie and Tyerman
Barristers and Solicitors
Regina, Saskatchewan

John Lundrigan
Investment Advisor
Wood Gundy
St. John's, Newfoundland

***H. Harrison McCain**
Chairman of the Board
McCain Foods Limited
Florenceville, New Brunswick

Jocelynn Pelchat-Johnson
Vice-President
Astral Film Enterprises Inc.
Montreal, Quebec

David Read
Businessman
McDonald's Restaurants Ltd.
Dartmouth, Nova Scotia

James Robertson
Businessman
Inuvik, N.W.T.

***Paul M. Tellier**
Deputy Minister
Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Eleven new members of the Board
were appointed on December 21,
1984; the directors who served the
entire year are indicated by an *.

Senior Officers

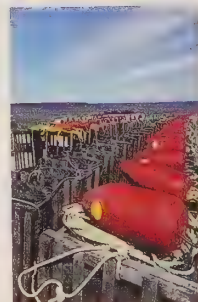
Wilbert (Bill) H. Hopper
Chairman of the Board
& Chief Executive Officer

Edward M. Lakusta
President &
Chief Operating Officer

David P. O'Brien
Senior Vice-president
Finance & Planning

James M. Stanford
President
Petro-Canada Resources

William A. West
President
Petro-Canada Products



*Cover: Construction
of the CANMET
demonstration plant
at the Montreal refinery
– bringing a new
Canadian technol-
ogy from the labora-
tory to commercial
reality.*

Head Office:

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta T2P 3E3
Telephone: (403) 296-8000
Telex: 03825753

Board of Directors

***†Wilbert H. Hopper**

Chairman of the Board and
Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

†J. Claude Hébert

Deputy Chairman of the Board of
Petro-Canada
Business Consultant
Montreal, Quebec

†Andrew Janisch

President and
Chief Operating Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

†James T. Black

President and Chief Executive Officer
The Molson Companies Ltd.
Rexdale, Ontario

Richard J. Cashin

President
Newfoundland Fisherman, Food
and Allied Workers Union
St. John's, Newfoundland

Ione J. Christensen

President
Hospitality North Ltd.
Whitehorse, Yukon

†Marshall A. Cohen

Deputy Minister
Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

***Jerahmiel S. Grafstein**

Partner
Minden, Gross, Grafstein and
Greenstein
Toronto, Ontario

Gordon H. Lennard

President
G. H. Lennard Corporation Ltd.
Calgary, Alberta

†H. Harrison McCain

Chairman of the Board
McCain Foods Limited
Florenceville, New Brunswick

***†David McD. Mann**

Partner
Cox, Downie, Nunn, and Goodfellow
Halifax, Nova Scotia

J. Robert Ouimet

President and Chief Executive Officer
The Ouimet Cordon Bleu Group
Montreal, Quebec

***Thomas K. Shoyama**

Visiting Professor
School of Public Administration
University of Victoria
Victoria, British Columbia

Ian A. Stewart

Deputy Minister
Finance
Ottawa, Ontario

Paul M. Tellier

Deputy Minister
Indian and Northern Affairs
Ottawa, Ontario

***Audit Committee Member**

†Executive Committee Member

March 31, 1985

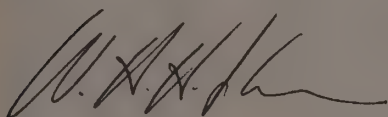
*The Honourable Patricia Carney, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada*

Dear Minister:

*On behalf of the Board of Directors I am pleased
to present Petro-Canada's Annual Report for the
fiscal year ended December 31, 1984.*

*In accordance with the provisions of the Finan-
cial Administration Act, the Report includes the
consolidated financial statements together with the
auditors' report thereon .*

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'W. H. Hopper', with a stylized flourish at the end.

*W. H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer*

March 31, 1984

The Honourable Patricia Carney, P.C., M.P.

Minister

Energy, Mines and Resources Canada

House of Commons

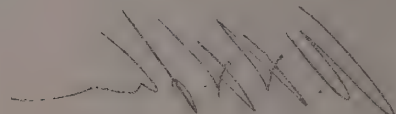
Ottawa, Canada

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors I am pleased to present Petro-Canada's Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1984.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the consolidated financial statements together with the auditors' report thereon.

Yours sincerely,



W. H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer



Calgary's tallest building, the Petro-Canada Centre.

Corporate Profile

Petro-Canada is the largest Canadian-owned company in the petroleum industry and the only Canadian-owned oil and gas company with a national marketing network. The Corporation is primarily engaged in oil and gas exploration and production, and the transportation, refining and marketing of hydrocarbons for Canadian needs.

Petro-Canada, formed by an Act of Parliament in 1975, is wholly owned by the Government of Canada. Operations began on January 1, 1976. At year end 1984, the Crown Corporation employed 6 700 people and had assets of \$9.1 billion.



Message from the Chairman of the Board

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present the 1984 Annual Report.

For Petro-Canada, 1984 was an excellent year. Internally generated cash reached a record high, exceeding \$1 billion. The Corporation made its first major offshore oil discovery as an operator. An external appraisal confirmed that the Corporation has emerged as a major force in the Canadian oil and gas industry. Petro-Canada ranks second in terms of appraised value of assets, holds substantial hydrocarbon reserves including significant interests in the major East Coast offshore discoveries, and has captured 15 per cent of the nation's retail gasoline market.

In the Resources Division, it was an eventful year. Offshore work in Newfoundland included the major oil discovery at Terra Nova and participation in further delineation of the Hibernia oil field. Off Nova Scotia, Petro-Canada participated in a new gas discovery and in continued delineation of the Venture gas field. In Western Canada, production records were achieved while costs were held down. Planning was completed for a new natural gas liquids project in northeast British Columbia. The Syncrude oil sands mining plant operated at near-record levels for much of the year, though a major fire curtailed output for four months. Finally, construction of an in situ oil sands plant at Wolf Lake, Alberta, proceeded on schedule and under budget.

It was a much improved year in refining and marketing. Highlights from the Products Division included: an increased cash flow in spite of difficult market conditions, successful implementation of efficiency and cost reduction programs, investments

at the Corporation's refineries to improve yields, and innovative approaches to marketing refined oil products.

This excellent performance is no accident. Over its nine-year history, Petro-Canada has moved quickly, adjusting its operating direction to suit changing business conditions.

Petro-Canada's initial thrust was to gain a significant position in the industry, and use its strength for frontier exploration and other investments geared towards Canada's long-term energy security. That phase has been completed. Canadians now own and control an integrated oil company that is as large and as competent as the Canadian arms of the multi-national majors. In addition, Canadians now have a better understanding of the oil and gas reserves located in the frontiers, as well as the opportunities that will accompany their development.

In recent years, Petro-Canada has recognized and reacted to a new combination of circumstances - exploration successes, a difficult economic environment and soft markets for hydrocarbons and refined oil products. Petro-Canada's response was to streamline its organization, give extra attention to running a "tight ship", and focus expenditures on projects that will generate earlier financial returns.

In the first nine years, Petro-Canada was directed to work towards Canada's energy security effectively and efficiently, without overriding concern for profitability. The Corporation has now been given a new mandate by its shareholder - to operate in a commercial, private sector fashion, with emphasis on profitability and the need to maximize the return on the Government of Canada's investment. In this regard, Petro-Canada is not to be perceived in the future as an instrument in the pursuit of the Government's policy objectives. However, the Government maintains the right as the shareholder to formally direct Petro-Canada to carry out certain activities in the national interest.

This change does not mean that the Corporation is losing its uniqueness. In the course of maturing, Petro-Canada has found ways of conducting its operations distinctly, by putting Canada first. This

is much more than an advertising theme. Petro-Canada makes special efforts to purchase materials, equipment and services from Canadians and Canadian suppliers. In its day-to-day operations, the Corporation works in partnership with a whole range of Canadian companies. In addition, marketing, environmental protection and donations programs mark Petro-Canada as a good corporate citizen. Encouraging retail sales results indicate that many Canadians support the distinctive way we do things.

Another reason Petro-Canada has not lost its uniqueness is the significant contribution of the Corporation's 6 700 employees. Their hard work and team spirit has brought us through the difficult period of reorganization and redirection that all companies in the industry have had to face. I also wish to express my sincere thanks to the following directors who retired in 1984: J. Claude Hébert, David McD. Mann, James T. Black, Marshall A. Cohen, Ian A. Stewart, Richard J. Cashin, Jerahmiel S. Grafstein, Ione J. Christensen, Robert Laxer, J. Robert Ouimet, J. Edward Richard and Robert J. Wright. In the course of their terms, all of these individuals worked hard for Petro-Canada. I would like to pay special tribute to J. Claude Hébert and David McD. Mann who served on the Board since Petro-Canada's creation. Their contribution and support were substantial in the pursuit of our objectives.

In concluding my remarks on the excellent results achieved in 1984, I want to strike a note of caution concerning the outlook for 1985. The year ahead is likely to be one of considerable change for the Canadian oil and gas sector. Federal and Provincial governments are currently engaged in negotiations which will lead to a restructuring of fiscal regimes for exploration and development. The current U.S. natural gas market is also undergoing

significant changes with respect to pricing and other contractual terms. Perhaps the greatest area of uncertainty concerns the outlook for world oil prices - international oil markets have been weak and considerable downward pressures on prices have been evident. While lower oil prices may stimulate economic growth, they also threaten the economic viability of higher-cost energy sources, including oil sands and frontier projects.

Our financial situation is good, we are lean and efficient and well positioned for growth. The challenge facing Petro-Canada in this uncertain world is to maintain a competitive edge so that we can respond aggressively to the opportunities that lie ahead.



W. H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

March 31, 1985



Spotlight on Petro-Canada

Petro-Canada's Executive Council is the Corporation's senior management group. From left to

right, Bill Hopper, Ed Lakusta, David O'Brien, Jim Stanford and Bill West.

Petro-Canada has made its mark as a major force in the oil and gas industry

During its nine years of operation, Petro-Canada has grown rapidly through acquisitions and bold investment programs. In late 1984, Petro-Canada was appraised by a national investment house as the second largest oil and gas company in Canada. With a major presence in every sector of the industry, Petro-Canada ranks among the top five companies according to commonly used operating criteria. As of June 30, 1984, Petro-Canada was the fourth-largest natural gas and fifth-largest oil and gas liquids producer. Its domestic reserves are the second largest in the industry in both crude oil and liquids, and natural gas. In downstream operations, Petro-Canada's market share makes it third in gasoline sales in Canada. With a total cash flow that can sustain investments in the order of \$1 billion annually, the Corporation contributes significantly to economic activity across Canada.

Nine years of exploration have identified major energy sources for the future

Petro-Canada was created in 1975 when domestic and world energy supplies were uncertain. The Corporation addressed this situation



by exploring the energy potential of Canada's frontier areas. These regions had not been extensively explored due to physical constraints, such as remoteness and harsh climates.

Over the last nine years, Petro-Canada has invested heavily in innovative and large-scale frontier exploration programs — spending a much greater proportion of its exploration budget in the frontiers than have its competitors. Both costs and risks were high due to technological unknowns, and because a long time period would elapse before any revenues could be expected from discoveries.

Participating in or operating almost two thirds of all frontier wells drilled since 1976, Petro-Canada has provided a major financial and technical boost to Canadian exploration activity.

In the East Coast offshore, Petro-Canada's major area of frontier operation, extensive seismic work followed by exploratory and delineation drilling has identified several fields that appear to be commercially viable. Petro-Canada is a major partner in all these discoveries, holding a 25 per cent interest in the Hibernia oil field, a 30 per cent share of the Venture gas reserves, a 45 per cent interest in the Glenelg and Alma gas discoveries and a 75 per cent interest in the Terra Nova oil discovery.

In Northern Canada, Petro-Canada is a participant in an encouraging condensate and gas discovery at Tuk, near the Mackenzie Delta. Through its 54 per cent shareholding in Panarctic Oils Ltd. and as a partner, the Corporation has participated in many gas and oil discoveries in the Arctic Islands.

Shorter term cash flow projects were given more emphasis in 1984

Recently, two factors have led Petro-Canada to alter its operating approach. First, the extensive exploration programs of previous years achieved their purpose. A general inventory of the oil and gas potential of Canada's frontiers was completed and commercially viable discoveries were identified. Petro-Canada's emphasis must now be to capitalize on earlier exploration successes by focusing investments on the development of discovered fields. This will provide new energy supplies for Canadians and be a source of profitability for the Corporation.

Second, economic slow-down and declining world oil prices forced a retrenchment throughout the oil and gas business. Petro-Canada's focus on high cost and

A national network of service stations has captured 15 per cent of the nation's retail gasoline market. About 80 per cent of the stations are operated by independent business people.



*Millions of
Canadians
have shown
their support
for Petro-
Canada's
effective,
efficient
operations*

The Canadian-built mini-submarine, Deep Rover, will assist East Coast offshore exploration programs.

long lead-time projects exposed the Corporation to a higher level of business risk than that facing its competitors. Petro-Canada now places increased emphasis on short-term profitability to maintain a sound and conservative financial base. Expenditure plans concentrate on projects which generate early cash flow, and on the delineation and development of the most attractive frontier discoveries.

Focus on efficiency and productivity led to improved financial performance

The Corporation's more narrowly focused investment strategy of the last two years has coincided with the implementation of efficiency and productivity programs to reduce costs. Productivity indices show that excellent results have been achieved. Petro-Canada is leanly staffed and, based on industry comparisons of capital additions and cash flow per employee, ranks favourably with other major oil and gas companies.

Cash flow reached a record level

Petro-Canada has been profitable every year of its operations, and in 1984 both cash flow and earnings reached record levels. For the past two years, cash flow performance has strengthened considerably. Using cash flow based indicators, the Corporation's financial performance compares favourably with that of major competitors. As explained in the Financial Review, Petro-Canada considers cash flow to be the most appropri-

ate measure of both the Corporation's financial results and its financial strength and capacity.

A unique bottom line corporation

Since its inception, Petro-Canada has operated in the national interest under the overall direction of the Government of Canada. Again last year, the Corporation submitted its proposed capital budget to the Federal Government for review and approval. The purpose was to ensure that the Corporation's strategic direction and capital programs were financially prudent, had due consideration for commercial realities, and were broadly consistent with Canadian energy and economic development priorities.

Petro-Canada has endeavoured to apply private sector management behaviour to public policy initiatives, even when those projects could not, in themselves, make a major contribution to the Corporation's profitability. Past activities sought to achieve acceptable financial results in the pursuit of the national interest. Although Petro-Canada's new mandate emphasizes bottom line priorities, the Corporation still retains its unique character - a company owned by all Canadians that is fully integrated across Canada.

Good corporate citizenship is part of the way we do business

In recent years, Petro-Canada has invested more money in Canada than any other oil company. The Corporation's senior management ensures that Canadians and Canadian businesses benefit from this high level of expenditure. Investments are guided by a strong,





***Innovative
Canadian
engineering
supports
Petro-
Canada's
extensive
offshore
exploration***

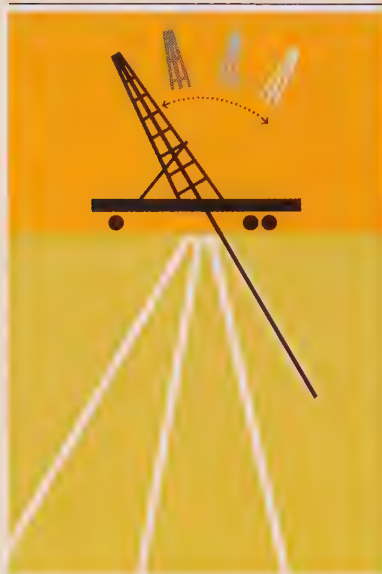


integrated set of Canadian Benefits policies. The objective is to generate industrial, employment and social benefits from major projects and ongoing, smaller-scale activities.

Apart from its concern for Canadian economic benefits, Petro-Canada contributes to Canada's social and cultural well-being. The Corporation maintains an ongoing donations program stressing participation with, and grants to, educational, cultural, and health and welfare organizations.

Noteworthy in 1984 was the involvement of employees in two country-wide programs. In the United Way/Centraide campaign, the Corporation's staff nearly doubled their total previous year's contributions. The Employee Community Service Program, initiated in 1984, linked certain corporate donations to employee support for non-profit organizations.

Focusing on Petro-Canada Resources



Valhalla development drilling utilized an innovative slant-hole drilling technique.

Four wells were drilled from a single pad, thus reducing lease, access and pipeline costs as well as environmental disturbance.

Expanding Western Canada operations contribute vital cash flow to the Corporation

Production records achieved

In Western Canada, Petro-Canada produced more natural gas, natural gas liquids and conventional oil in 1984 than it did in any previous year. Compared to 1983, production of natural gas increased 9 per cent, production of natural gas liquids rose 6 per cent, and production of conventional oil grew by 11 per cent. This provided a significant increase in cash flow to the Corporation.

Conventional oil fields expanded

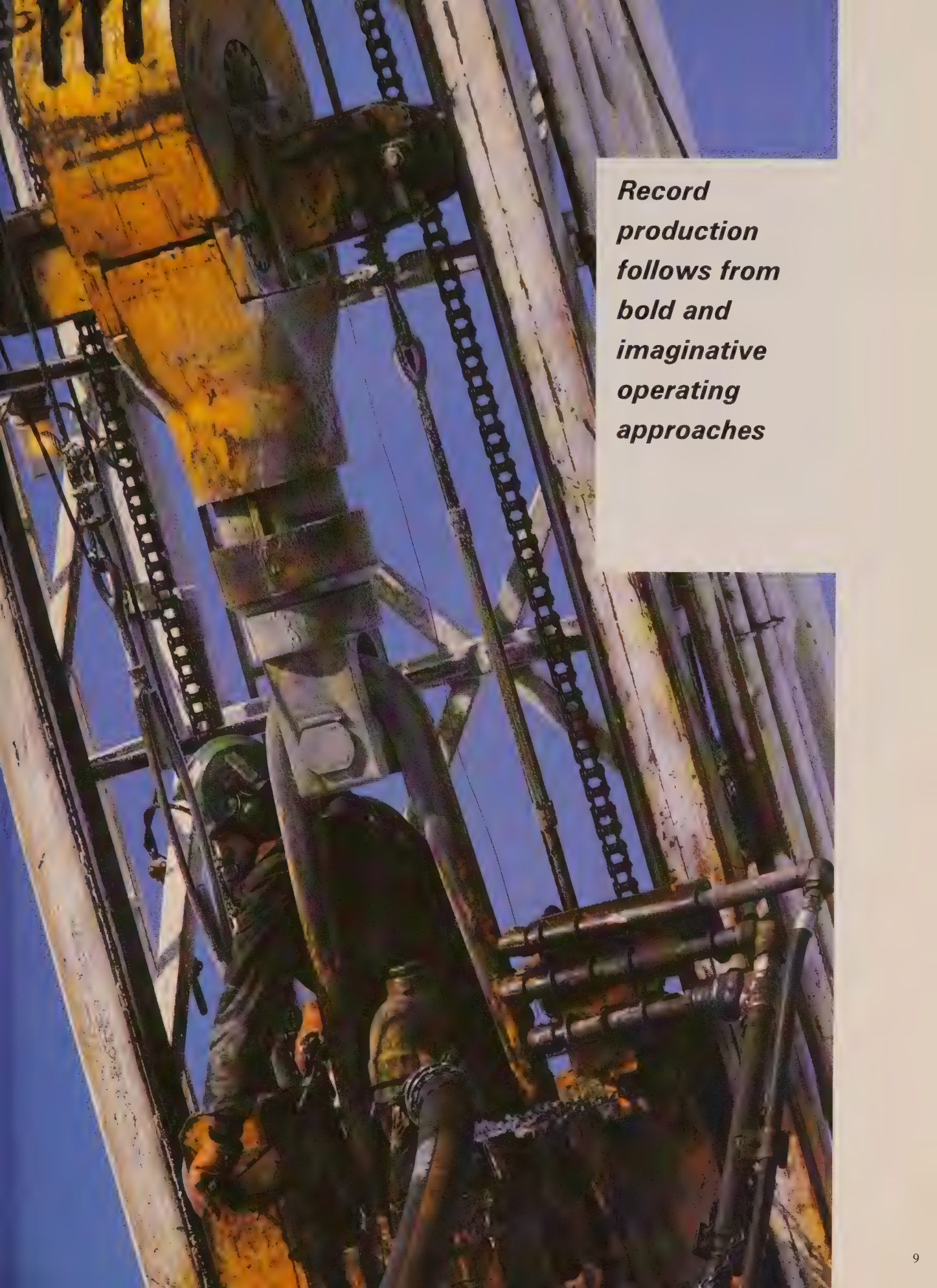
Record production levels were achieved through a deliberate investment strategy. This consisted of timely expansion of existing conventional oil fields and the rapid development of new discoveries, some of which progressed from

discovery to full-scale operations within the year.

Bellshill Lake, Valhalla and Caroline are examples of existing fields where substantial increments to reserves and production were gained. At Bellshill, an infill drilling program was completed and the existing production facilities were expanded, both ahead of schedule and under budget.

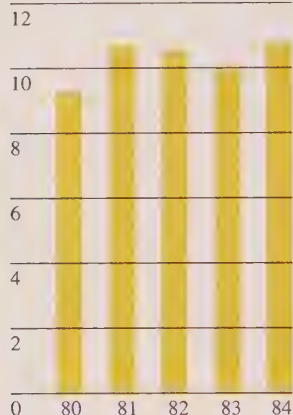
At the Valhalla oil field, which Petro-Canada discovered in 1981, primary development work was concluded in early 1984. To further increase production, a water-flood program was designed and its development was underway by year end.

At Caroline, an innovative enhanced oil recovery project began operations. Using a recovery

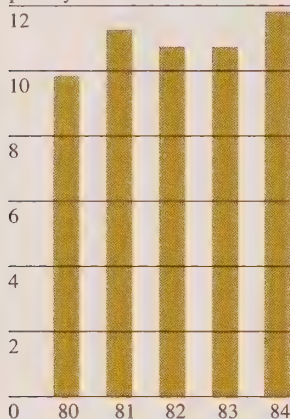


***Record
production
follows from
bold and
imaginative
operating
approaches***

Gross Production of Natural Gas
millions of cubic metres per day



Gross Production of Crude Oil and Natural Gas Liquids*
thousands of cubic metres per day



* excludes synthetic oil, natural gas liquids from straddle plant, and foreign crude oil

Production Summary*
Year ended December 31, 1984

	Oil (thousands of cubic metres)	Natural Gas Liquids (thousands of cubic metres)	Natural Gas (millions of cubic metres)
Alberta			
Conventional	3 341	552	2 604
Syncrude	852	—	—
Empress	—	946	—
British Columbia	242	14	1 354
Saskatchewan	168	—	10
Manitoba	8	—	—
Total Canada	4 611	1 512	3 968
International	145	—	—
Total	4 756	1 512	3 968

* Corporation's share before royalties

scheme in which water and natural gas are injected alternately into the reservoir, the project is expected to increase oil recovery from 19 per cent to 35 per cent over the life of the field. This is the first enhanced recovery project of its type to be initiated by Petro-Canada, and one of few in Alberta.

New discoveries move quickly to production

In concentrating on generating early cash flow, Petro-Canada shortened the time between discov-

ery and full-scale development in several fields. At Salt Lake, in west-central Saskatchewan, the usual period required for exploration, testing and land consolidation prior to development was reduced to a few months. The field was discovered in September 1984; development began in late October, with 14 development wells drilled by February 1985 - five of which were on production by year end 1984. The new Salt Lake discovery is already contributing cash flow to Petro-Canada.



Petro-Canada has a 7.6 per cent interest in Spain's most important oil field - Casablanca. Located 45 km off-shore in the Mediterranean Sea, the field

is produced from a platform, with the oil moved to shore through a subsea pipeline.

Drilling activity reaches all-time high

Petro-Canada continued to be a leading driller in Western Canada, drilling more wells than in any previous year. Of the 164 exploratory wells in which Petro-Canada participated, 57 per cent were successful. Petro-Canada also participated in 384 development wells, of which 94 per cent were successful.

New construction projects underway

In 1984, construction proceeded on the Wolf Lake in situ oil sands project in northeastern Alberta. This partner-operated project, in which Petro-Canada has a 50 per cent interest, will provide the Corporation's first commercial in situ oil sands production. Utilizing steam injection, approximately 1 100 cubic metres of bitumen a day will be extracted from about 200 wells. Progress on the project has been rapid and start-up is now expected early in 1985. The total cost of the project, currently estimated at \$114 million, will be much lower than the \$150 million initially anticipated.

During the summer, construction began on a \$63 million straddle plant at Taylor in northeastern British Columbia. The new plant, in which Petro-Canada is a 50 per cent partner, will be capable of recovering 1 080 cubic metres a day of propanes, butanes, and pentanes plus from the gas processed at the Taylor gas plant. Start-up is targeted for November, 1985.

In another natural gas-related construction project, Petro-Canada



is building a sour gas processing plant at Brazeau, Alberta. The plant, in which Petro-Canada holds a 43 per cent interest, is scheduled for completion in mid-1985.

Fire prevented record production at Syncrude

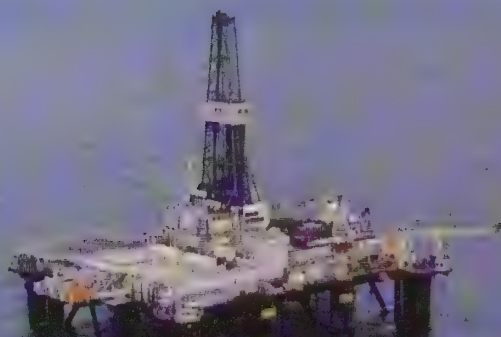
Petro-Canada had anticipated that 1984 would be a record year for production of synthetic crude from the Syncrude plant near Fort McMurray. The Corporation's 17 per cent ownership in the plant yielded a 1984 production share of 852 300 cubic metres, down 23 per cent from 1983. The drop was caused by a fire at the plant in August. Prior to the fire, daily oil production had been at near-record levels. By late December, a successful repair program returned the plant to full production. Also during 1984, preliminary engineering work commenced on increasing plant capacity from 19 000 to 22 000 cubic metres a day. Total project cost will be in excess of \$700 million and completion is anticipated by the end of 1987.

Frontier exploration focuses on earliest and most promising development opportunities

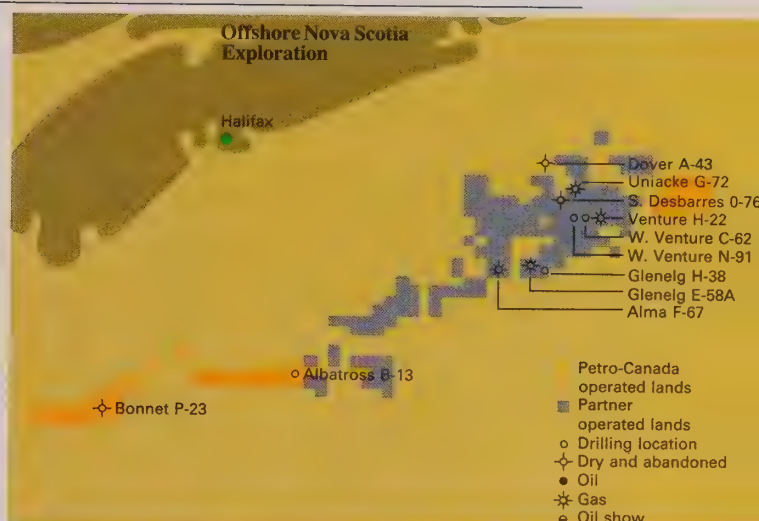
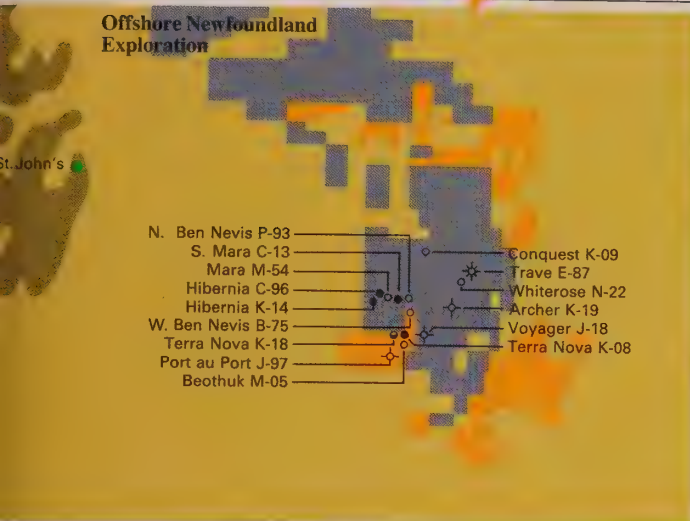
Scotian Shelf: Gas fields closer to development

In 1984, Scotian Shelf activity centred on the Sable Island area and, in particular, the Venture gas project. Petro-Canada earned a 30 per cent interest in this project by supporting an exploration program which included the 1979 discovery well. In 1984, further wells were drilled in the Venture area to gain a better understanding of the gas reserves. A preliminary plan to bring Venture gas ashore was filed with the Canada Oil and Gas Lands Administration. The total cost of the project is estimated at close to \$2.5 billion.

***Petro-Canada
is eager
to capitalize
on frontier
discoveries***



The Sedco 710 semi-submersible drilling rig and a supply vessel near the 1984 Terra Nova oil discovery.



On December 7, 1984, Petro-Canada concluded the first agreement to sell Venture gas. NESP Supply Corporation, a U.S. consortium of three major pipeline companies, agreed to purchase 2.5 million cubic metres a day of natural gas. This arrangement is a solid step towards bringing Venture gas reserves into production and delivering them to market.

Apart from the Venture activity, Petro-Canada participated in seven other wells completed in 1984. Of these, Alma F-67 and Uniacke G-72 were significant new gas and condensate discoveries. Glenelg E-58A was a successful delineation gas well in a field discovered in 1983.

Grand Banks: Terra Nova boosts prospects

On the Grand Banks, the most exciting event of the year was the Petro-Canada operated Terra Nova K-08 discovery with combined test results of over 1 590

cubic metres of oil per day. A follow-up well, Terra Nova K-18, was a non-commercial oil find, while a second follow-up well, Beothuk M-05, was still drilling at year end. Petro-Canada holds a 75 per cent interest in the field. Following the discovery, an extensive 4 700 km three-dimensional seismic survey was conducted to provide additional data for delineation of the field.

Petro-Canada also operated a farm-in program on the nearby Ben Nevis block. The first well, West Ben Nevis B-75, is located between two earlier oil discoveries and was still being drilled at year end.

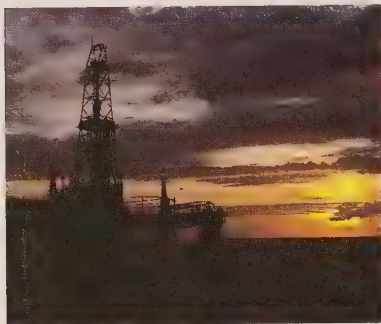
The Corporation continued to participate in exploration programs operated by partners. Nine wild-cat wells were drilled and, of the four completed by year end, South Mara C-13 was a successful oil and gas discovery. Two delineation wells, Hibernia K-14 and Hibernia C-96, increased confidence in reserve estimates for the Hibernia oil field. Work is continuing with partners on preparing development plans for submission to regulatory agencies in 1985.



Testing the Terra Nova oil discovery from the Sedco 710 rig, 50 per cent owned by Petro-Canada.

In 1984, Petro-Canada continued its selective international exploration activities. Off the coast of the People's Republic of China, drilling proceeded

using three partner-operated rigs. In Papua New Guinea, the Corporation purchased a 23.75 per cent interest in a highly prospective offshore permit.



Northern Canada: Steady participation and positioning for the future

In Northern Canada, Petro-Canada is active in the Arctic Islands through Panarctic Oils Ltd., in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, and in the Mackenzie Valley.

The Corporation's exploration strategy in these areas is one of positioning for development opportunities in the medium term.

Following several seasons of seismic work, Petro-Canada operated its first three wells in the Mackenzie Valley region in 1984. One of these, Hoosier Ridge N-22, was an encouraging oil show. In addition to the drilling, 2 046 km of seismic data were collected. To accelerate the 1984-85 winter seismic program, Petro-Canada farmed out part of its land holdings to two Canadian-owned companies.

Petro-Canada participated in four partner-operated wells in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea

area. A well on the Tuktoyaktuk peninsula, Tuk M-09, was an encouraging gas and condensate discovery.

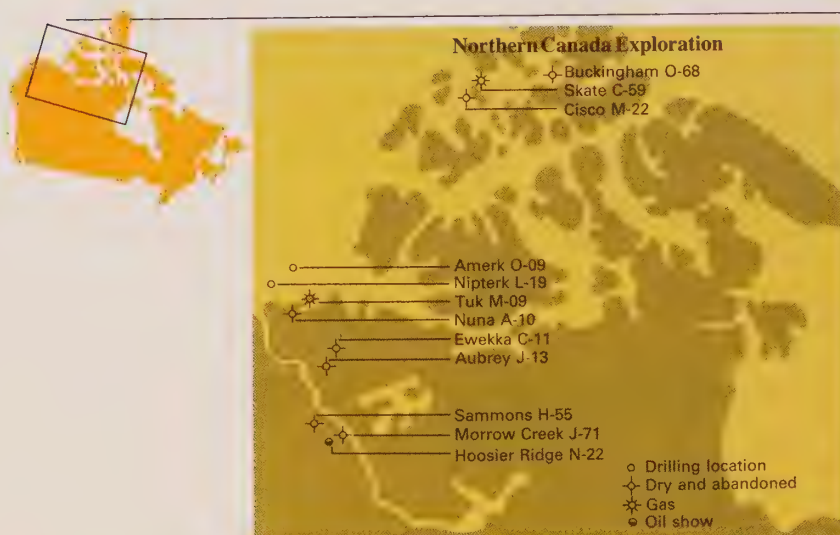
In Canada's interest: Efficient and effective operations

Cost trends lowered in operations

During 1984, Petro-Canada was successful in identifying and implementing a program of cost savings. In addition, further analysis using zero-based budgeting techniques outlined the benefits accruing from various project expenditures. This analysis showed that, building on measures already taken, a careful ranking of expenditures should lead to a continued reduction in costs in 1985.

Latest technologies developed and applied

Petro-Canada is researching new techniques for use in its enhanced oil recovery projects and heavy oil in situ projects. Particularly important in 1984 was work on the Kinsella "B" heavy oil pilot plant. The feasibility of fire-flooding in a previously water-flooded reservoir was tested, and the relative merits of oxygen and air injection were assessed. Follow-



To enhance the safety of offshore operations, Petro-Canada's environmental scientists

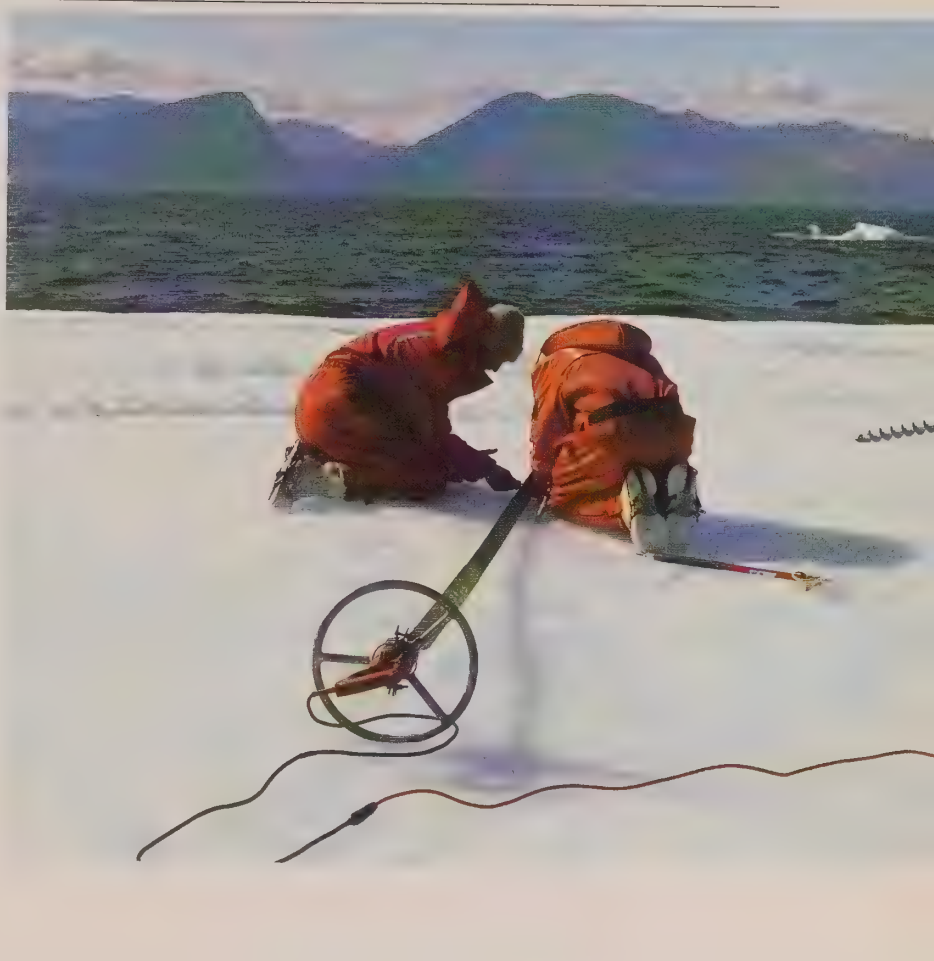
studied icebergs along Canada's East Coast in the fall of 1984.

ing positive test results, construction commenced on an oxygen fireflood pilot. The project will come on stream in the second quarter of 1985.

Significant progress was made during 1984 in developing and applying modern technology to exploration in both Western Canada and the frontiers. Petro-Canada enhanced its capacity for computer mapping and analysis of exploration data. Newly developed computer technology has also improved the Corporation's ability to integrate large industry data banks into Petro-Canada's exploration system.

Projects bring industrial, employment and social benefits

Canadian entrepreneurs and workers gained new opportunities to develop their technology, products and skills to meet the supply needs of Petro-Canada's operations. For example, the Deep Rover, a technologically-advanced mini-submarine contracted to support the Corporation's East Coast operations, was developed and built by a Vancouver-based firm.



Strong land and reserves position provides an excellent basis for future growth.

Land Summary

As at December 31, 1984

	Gross (thousands of hectares)	Net
Non-Frontier Areas		
British Columbia	1 360	692
Alberta*	3 861	1 731
Saskatchewan	207	134
Manitoba	150	76
Ontario	31	18
Quebec	112	67
Frontiers		
N.W.T.	7 817	7 290
Beaufort Sea	3 545	709
Hudson Bay	429	53
Arctic Islands**	6 794	949
East Coast Offshore	20 669	9 119
West Coast Offshore	2 358	2 358
International	2 804	422
Total***	50 137	23 618

Proven Reserves Summary

As at December 31, 1984

	Oil		Natural Gas Liquids		Natural Gas	
	Before Royalties	After Royalties	Before Royalties	After Royalties	Before Royalties	After Royalties
	(thousands of cubic metres)		(thousands of cubic metres)		(millions of cubic metres)	
British Columbia	2 647	2 011	861	661	42 258	41 454
Alberta†	43 944	31 210	5 580	4 025	77 815	58 693
Saskatchewan	1 706	1 291	—	—	320	269
Manitoba	59	45	—	—	—	—
Total Canada	48 356	34 557	6 441	4 686	120 393	100 416
International	810	810	—	—	—	—
Total	49 166	35 367	6 441	4 686	120 393	100 416

† excludes Syncrude reserves of 25 400 thousand cubic metres before royalties

* includes oil sands leases

** excludes land held by Panarctic Oils Ltd.

*** excludes coal leases



In the Northwest Territories, Petro-Canada's Mackenzie Valley exploration program brought benefits to Northerners. The Corporation conducted recruitment and training programs which enabled Northerners to fill about half of the seismic crew jobs and three-quarters of the drilling rig crew positions. In addition, Petro-Canada negotiated two purchase-leaseback agreements with Native organizations for almost \$1 million worth of exploration and drilling camps and support equipment. Besides creating employment and business spin-offs for Northerners, these contracts allowed a direct and meaningful participation by local firms in northern oil and gas activities.

Coal development awaits improved markets

Engineering continued on the Petro-Canada led Monkman coal project, an open-pit, metallurgical coal mine located in northeastern British Columbia. In August, 1984, the Federal Investment Review Agency approved an application by a Japanese trading company to take an equity position in the project. Provincial government approval for the 3.3 million tonnes per year mine was obtained in 1982. Petro-Canada and its partners in the project await improvements in international coal markets before proceeding with construction.

Focusing on Petro-Canada Products

Competitiveness and profit margins were improved in a tight business environment

Operating margins dramatically improved in 1984

Petro-Canada's Products Division registered increased cash flow and operating margins in 1984. This was achieved as a result of management strategies designed to increase efficiencies and enhance competitiveness in a tight business environment. In an industry with uncertain product prices, high raw material costs and large fixed costs, constant attention has to be given to opportunities for cost reduction.

Efficiency program exceeds goal

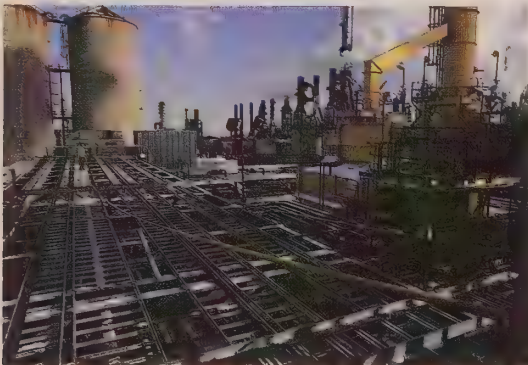
To strengthen both current operating margins and long-term competitiveness, the Products Division carried out a comprehensive efficiency program in 1984. End of year results exceeded the targeted cost savings. The program included four major elements: staff reorganization, facility rationalization, refinery yield improvements, and more efficient credit systems.

With a workforce that was already lean, staff reorganization involved changes that would optimize productivity. Total sales per employee increased by 11 per cent over 1983 levels. This improvement is significant in an industry with declining sales volumes.

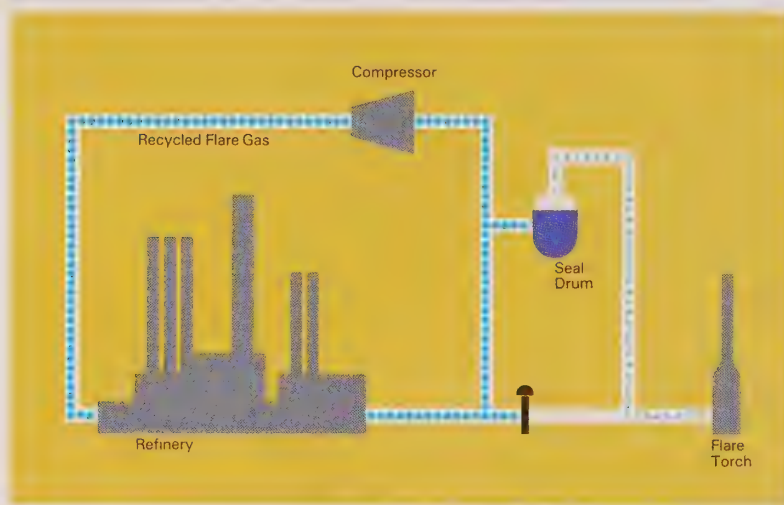
Another thrust of the efficiency program was a rationalization of retail facilities. Emphasis was placed



***Doing it
better:
refinery
investments
improve
yields***



To conserve energy in refineries, gases that would have been burned to relieve over-pressure situations are captured and returned to the refining process.



on higher volume and more profitable facilities following a nationwide analysis of consumer behaviour and marketing trends. The retail network was reduced to 2 485 stations at year end. Despite a difficult year for the industry, throughput per retail station increased by 12 per cent over 1983.

The third element of the efficiency program involved yield improvements at Petro-Canada's refineries. These are located in Montreal, Oakville, Ontario, and Taylor, British Columbia. Petro-Canada also holds a 49 per cent interest in the refinery at Port Moody, British Columbia. Substantial savings were achieved by conserving energy, and by monitoring refinery operations more closely to ensure that optimum operating conditions were maintained.

A measure to improve administrative efficiencies was the successful implementation of on-line credit management systems, resulting in faster receivables turnover.

Ongoing capital investments will increase refinery yields

Petro-Canada's refineries are being upgraded so that they will be more flexible and more efficient. More specifically, the refineries will be able to handle a wider mix of crude oils, respond better to shifting market demands for products, and produce more gasoline and distillate per unit of crude oil input.

In order to improve the Montreal refinery's capacity to upgrade heavy residual fuel oils, a demonstration plant for the CANMET hydrocracking process is being built as a working refinery component. When operational in late 1985, the \$114 million plant will enable the refinery to produce a lighter product mix using cheaper, heavier crudes or smaller quantities of high-quality crude.

Also slated for completion in late 1985 is a project to replace the existing catalytic cracker at the Montreal refinery. The new unit will be significantly more energy efficient and capable of producing a wider variety of products. It will allow the refinery to respond more effectively to the needs of

the market, including the phase-down of lead in gasoline. In addition, the new catalytic cracker will operate much more cleanly, well within environmental regulations.

At the Oakville refinery, Petro-Canada leased and refurbished a nearby dock. This opens new supply and product shipment opportunities for the previously landlocked plant. The dock also allows Petro-Canada to more easily transfer partly refined products between Montreal and Oakville. Beyond these capital investments, the Corporation is investigating the feasibility of further automation and computerization in its refineries.

Innovation and entrepreneurship spearhead Petro-Canada's management approach

Partnerships with private business strengthen presence in residential fuel oil market

In Eastern and Central Canada, the Corporation has established several residential fuel oil partnerships. This move is partly a response to a contracting market for light fuel oil. It also transfers day-to-day operating control of Petro-Canada's residential fuel oil agencies to new partnerships run as private-sector businesses. In return, Petro-Canada retains a substantial interest in the new partnerships and benefits from both larger sales volumes and stronger market representation.

Small business approach to service station management

Entrepreneurship is also seen as the key to efficient and effective service station management. Many

*Residential fuel oil
being delivered in
Montreal through a
partnership between
Petro-Canada and a
private business.*



***Marketing
strategies
focus
on the
customer***

service stations which were owned and operated by the Corporation have been turned over to independent business people. As with the residential fuel oil partnerships, Petro-Canada is demonstrating its confidence in the ability of small businesses to provide quality customer service.

Commercialization of CANMET experimental upgrading technology

The CANMET demonstration plant being constructed at the Montreal refinery involves the commercialization of a promising new process for upgrading heavy residual fuel oils. Encouraged by the results of a laboratory pilot plant, Petro-Canada decided that construction of an 800 cubic metres per day plant would demonstrate the commercial feasibility of the process. Construction is providing an estimated 800 person-years of employment and enhancing Canadian expertise in the conceptual and process engineering areas. With an expected total domestic content of 90 per cent, the project is generating substantial economic benefits for Canadians. In one important instance, instead of importing CANMET's two, heavy-walled, high-pressure vessels from traditional foreign suppliers, Petro-Canada encouraged two Canadian companies to pool their resources and build these units. When the CANMET process is proven on a commercial scale, Petro-Canada and the Canadian firms hired to engineer and build the demonstration plant will have strong prospects for marketing this technology elsewhere.

Growing market penetration results from strong Canadian identity and orientation to the customer

Maple Leaf logo attracts customers

At the end of 1984, Petro-Canada's logo was on display from coast to coast at 2 485 service stations and hundreds of agencies and distributorships. Petro-Canada stations served 15 per cent of the national retail gasoline market.

Quality promotions designed to give the consumer additional value

Many Canadians have chosen to buy gasoline at a Petro-Canada service station because of its Canadian identity. However, to ensure customer loyalty, Petro-Canada provides top quality products and efficient service. In 1984, quality promotions featuring added value to the customer formed a key element in the Corporation's marketing strategies.

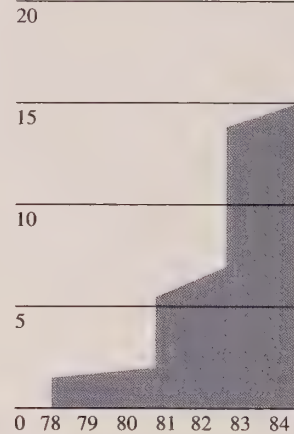
Company programs encourage highly motivated and well-trained dealers and agents

Customer orientation is also encouraged in a variety of programs designed to meet training needs and maintain high morale among dealers and agents. Examples are Club Excellence Awards and Civic Pride Tours. Widespread facility modernization complements these programs by providing a first-rate service environment.

Corporate image enhanced through social investments

Petro-Canada has excellent opportunities to demonstrate good corporate citizenship. Involvement in sports, safety and regional and community events brought favourable exposure in 1984. For example, a long-term commitment to youth found expression in the sponsorship by almost 800 Petro-Canada dealers of local minor soccer teams.

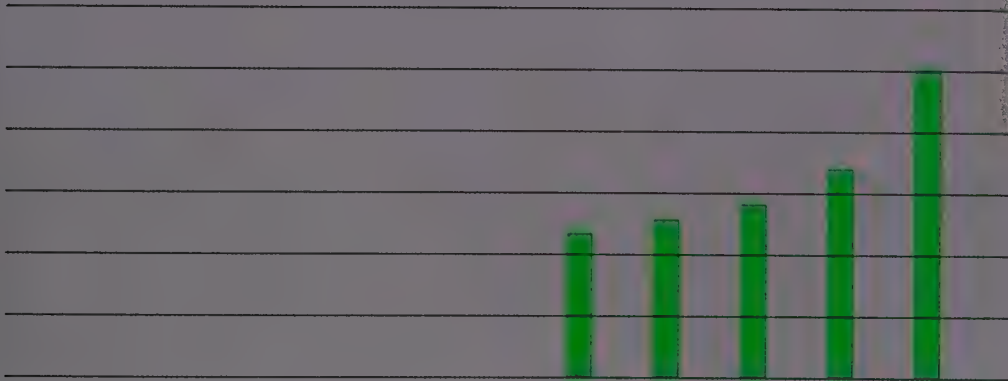
Petro-Canada Retail Market Share*
per cent



* branded retail gasoline



***Record results
in cash flow
and earnings***



Cash Flow

Production of crude oil, natural gas and natural gas liquids in 1984 was the highest in the Corporation's history. This, together with improved margins in the refined oil products business generated record financial results for the year in terms of both cash flow and earnings. Internally generated cash reached \$1 011 million, an increase of \$264 million or 35 per cent over 1983. After deducting preferred share dividends, cash available for reinvestment and debt retirement was \$911 million, a 38 per cent increase from \$661 million in 1983.

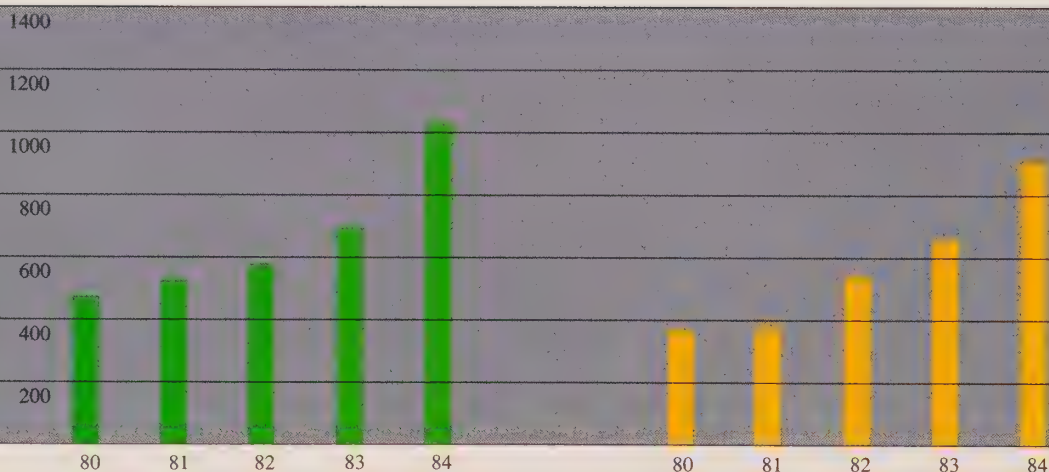
The production of natural resources provides approximately 80 per cent of the Corporation's cash flow. Most investment decisions in the Natural Resources Division are made on the basis of cash flow, the primary concern being cash return on investment. Cash flow is much higher than earnings because in arriving at the latter, significant deductions are made for items which do not require cash outlays. These items include depreciation, depletion and amortization, and deferred income taxes. With respect to the latter item, earnings are charged with the full provision for income taxes, however capital expenditures on exploration and development provide deductions which

defer the actual payment of income taxes to future periods. Since Petro-Canada is an active explorer and has a high level of capital expenditures, the amount of deferred income taxes charged to earnings is also high, amounting to \$331 million in 1984.

Petro-Canada believes that since cash flow is the primary consideration in making investment decisions, internally generated cash is the best measure of the Corporation's financial results and the best indicator of financial strength and capacity.

**Internally
Generated Cash**
(millions of dollars)

**Internally Generated
Cash Available For Reinvestment
and Debt Retirement**
(millions of dollars)



Earnings

Earnings before income taxes and preferred share dividends were \$605 million, up by \$229 million or 61 per cent from 1983. Net earnings before dividends were \$252 million, an increase of \$135 million or 116 per cent over 1983. Net earnings after dividends were \$151 million compared to \$30 million in 1983.

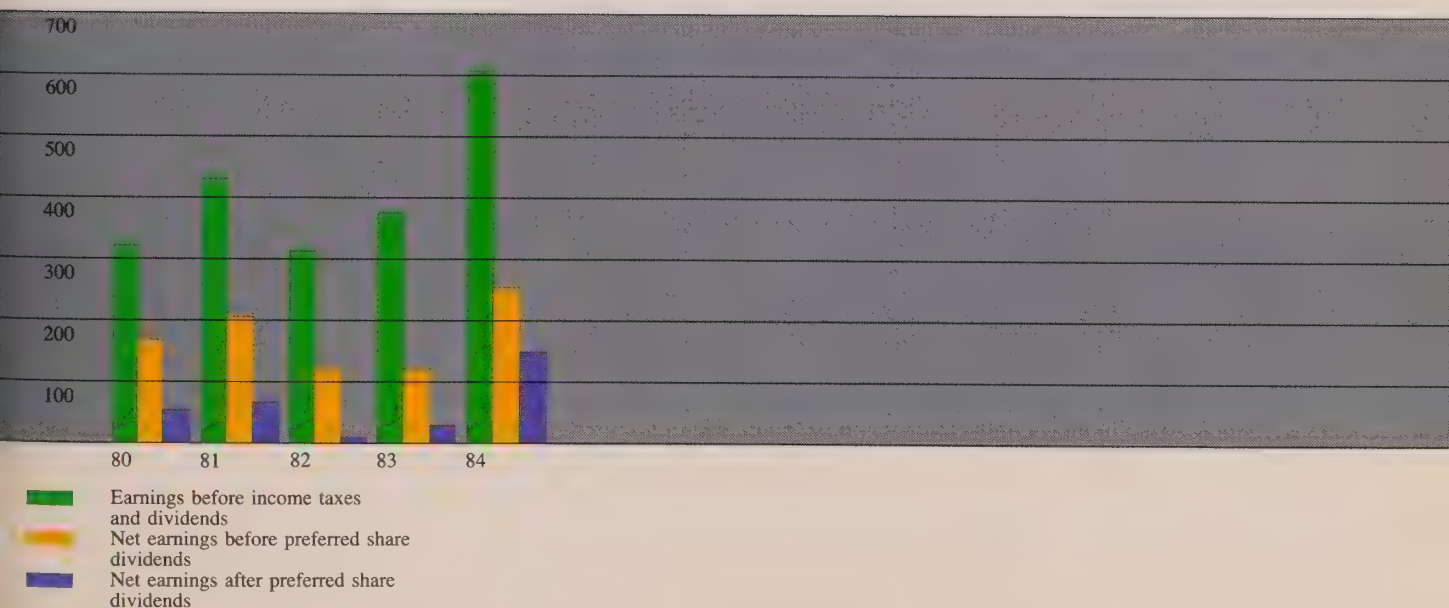
During 1984, the Corporation introduced allocation procedures for overheads and income taxes which permit the measurement of earnings by business segment with more precision than formerly. The following table presents earnings for 1984 for the two business segments on this modified basis:

	<i>Natural Resources</i>	<i>Refined Oil Products</i>
	<i>(millions of dollars)</i>	
Operating revenue	\$ 1 539	\$ 3 431
Product and operating costs	(534)	(2 810)
Depreciation, depletion and amortization	(255)	(85)
Taxes other than income taxes	(122)	(222)
Operating earnings	628	314
Marketing, administrative and other, net	(53)	(277)
Income taxes	(361)	(10)
Net earnings*	\$ 214	\$ 27

* No allocations have been made to the business segments for financing charges.

Earnings

(millions of dollars)



Capital Expenditures

Capital expenditures on property, plant and equipment totalled \$1 152 million, about 13 per cent higher than in 1983. Oil and gas exploration expenditures were \$734 million. This amount included \$565 million in the Canadian frontier areas, mainly in the Scotian Shelf, Grand Banks and Mackenzie Delta/Beaufort Sea regions, and \$156 million in Western Canada and the Northwest Territories. Expenditures on development drilling, production facilities and enhanced recovery projects totalled \$224 million and included major programs in the Alberta conventional oil producing fields at Bell-shill Lake, Valhalla and Caroline. The Corporation's share of 1984 expenditures on the Wolf Lake in situ oil sands project in northeastern Alberta was \$57 million. Downstream capital expenditures were \$129 million, including \$52 million

for the CANMET upgrading demonstration plant at the Corporation's Montreal refinery.

Although no equity funds will be received from the Government of Canada in 1985, the Corporation anticipates that internally generated cash will be sufficient to permit a capital expenditure program similar in scope to that of 1984.

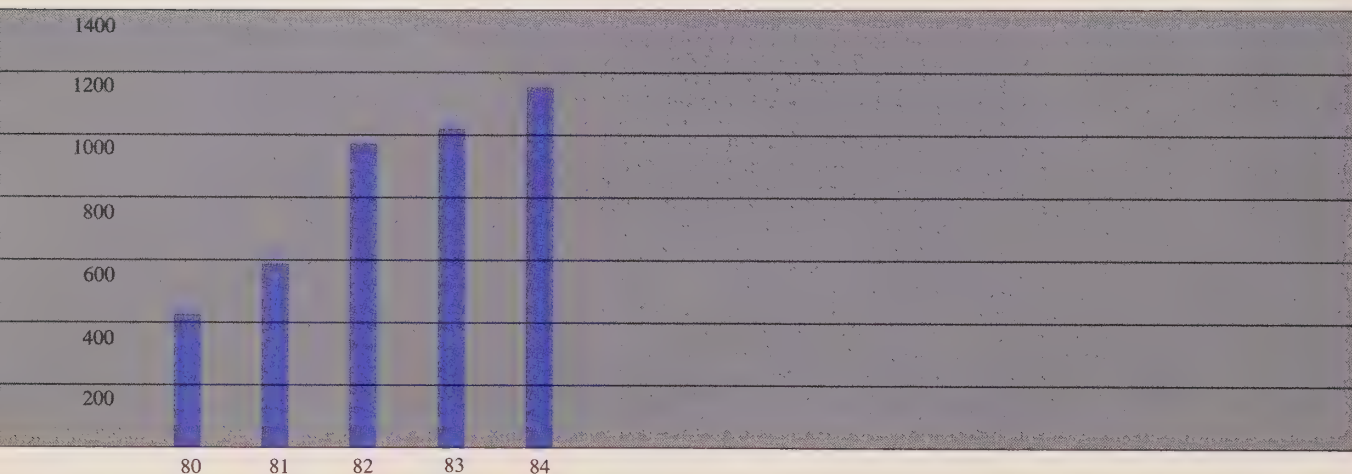
Net Assets

At December 31, 1984, the consolidated assets of the Corporation amounted to \$9 055 million. These consisted of: current assets \$1 751 million; investments \$600 million; property, plant and equipment \$6 605 million and deferred charges of \$99 million. Deductions from the consolidated assets for liabilities, deferred income taxes, minority interest in subsidiary companies, and preferred shares issued by Petro-Canada Inc. resulted in net assets of \$4 577

million, representing the Government of Canada's equity in the Corporation.

Dominion Securities Pitfield Limited ("DSP") released a report to the public in October 1984 entitled "Petro-Canada, an Examination of its Position in the Canadian Oil Industry". This report describes the operating activities and financial position of the Corporation and makes comparisons between Petro-Canada and its major competitors. DSP appraised the value of the shareholder's equity at \$6.6 billion, a figure considerably in excess of the Government's investment of approximately \$4 billion. The DSP study is an indication that the investment community is showing increasing interest in Petro-Canada as a major participant in the Canadian energy industry.

Capital Expenditures
(millions of dollars)



Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department whose functions include reviewing the systems of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation.

The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report

To the Honourable Patricia Carney, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1984 and the consolidated statements of earnings, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Corporation as at December 31, 1984 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, except for the change in the method of accounting for foreign currency translation as explained in Note 2 to the consolidated financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.



We further report that, in our opinion, the transactions of the Corporation and its consolidated wholly-owned subsidiaries that have come to our notice in the course of our examination of the consolidated financial statements of Petro-Canada were, in all significant respects, in accordance with the Financial Administration Act and the regulations thereto, the charter and by-laws of the Corporation and its consolidated wholly-owned subsidiaries and any directives given to the Corporation.

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Chartered Accountants


Calgary, Canada
February 20, 1985

Petro-Canada
**Consolidated
Balance Sheet**
As at December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

Assets	1984	1983
Current Assets		
Cash and short-term deposits	\$ 32 819	\$ 55 584
Accounts receivable	827 894	787 876
Inventories (Note 4)	845 715	711 006
Income taxes recoverable	23 036	27 265
Deposits and prepaid expenses	21 394	18 674
	<u>1 750 858</u>	<u>1 600 405</u>
Investments (Note 5)	599 852	312 269
Property, Plant and Equipment, net (Note 6)	6 605 366	6 247 689
Deferred Charges (Note 7)	99 206	78 662
	<u><u>\$9 055 282</u></u>	<u><u>\$8 239 025</u></u>

Approved on behalf of the Board



Director



Director

Liabilities and Shareholder's Equity

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 807 913	\$ 792 531
Current portion of long-term debt	<u>47 102</u>	<u>30 252</u>
	855 015	822 783
Long-Term Debt (Note 8)	109 947	158 156
Advances on Future Natural Gas Deliveries	173 436	153 170
Minority Interest in Subsidiaries (Note 9)	419 813	422 915
Deferred Income Taxes	1 608 412	1 277 356
Redeemable Preferred Shares (Note 10)	1 312 080	1 394 085
Capital (Note 11)	4 161 072	3 736 072
Contributed Surplus	62 461	62 461
Retained Earnings	<u>353 046</u>	<u>212 027</u>
	4 576 579	4 010 560
	<u>\$9 055 282</u>	<u>\$8 239 025</u>

Consolidated Statement of Earnings

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Revenue		
Operating	\$4 881 293	\$4 123 817
Investment and other income	<u>110 132</u>	<u>48 526</u>
	<u>4 991 425</u>	<u>4 172 343</u>
Expenses		
Crude oil and product purchases	2 780 170	2 410 131
Producing and refining	475 331	393 377
Marketing, general and administrative	407 442	345 744
Depreciation, depletion and amortization	367 911	329 897
Taxes other than income taxes (Note 12)	343 784	285 636
Interest on long-term debt	11 324	29 027
Other interest	<u>—</u>	<u>2 325</u>
	<u>4 385 962</u>	<u>3 796 137</u>
Earnings Before Undernoted Items	<u>605 463</u>	<u>376 206</u>
Provision for Income Taxes (Note 13)		
Deferred	331 056	227 788
Current	<u>27 836</u>	<u>21 178</u>
	<u>358 892</u>	<u>248 966</u>
	<u>246 571</u>	<u>127 240</u>
Minority Interest	<u>4 961</u>	<u>5 823</u>
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u>251 532</u>	<u>133 063</u>
Extraordinary Items	<u>—</u>	<u>16 515</u>
Net Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u>251 532</u>	<u>116 548</u>
Dividends on Redeemable Preferred Shares (Note 10)	<u>100 083</u>	<u>86 379</u>
Net Earnings for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u><u>\$ 151 449</u></u>	<u><u>\$ 30 169</u></u>

Consolidated Statement of Retained Earnings

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Retained Earnings at Beginning of Year	\$ 212 027	\$186 232
Net Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	251 532	116 548
Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u>(100 083)</u>	<u>(86 379)</u>
Net Earnings for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u>151 449</u>	<u>30 169</u>
Exchange Adjustment on Redemption of Redeemable Preferred Shares (Note 10)	<u>(10 430)</u>	<u>(4 374)</u>
Retained Earnings at End of Year	<u>\$ 353 046</u>	<u>\$212 027</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Internally Generated Cash		
Working capital provided from operations (Note 14)	\$ 939 529	\$ 676 315
Proceeds from sale of property, plant and equipment	51 454	41 911
Advances on future natural gas deliveries	20 266	28 844
Internally generated cash	<u>1 011 249</u>	<u>747 070</u>
Investment Activities		
Acquisition of BP Refining and Marketing Canada Limited	—	115 781
Less cash acquired	—	(24 695)
	—	91 086
Expenditures on property, plant and equipment	1 151 820	1 019 252
Petroleum Incentive Program grants	(380 304)	(468 488)
Increase (decrease) in operating working capital (Note 15)	140 986	(34 485)
Increase (decrease) in investments, net	282 103	(1 412)
Increase in deferred charges, net	14 196	12 208
(Increase) decrease in minority interest in subsidiaries	(1 859)	438 443
	<u>1 206 942</u>	<u>1 056 604</u>
Financing Activities and Dividends		
Issue of common shares	425 000	642 917
Dividends on redeemable preferred shares	(100 083)	(86 379)
Proceeds from issue of long-term debt	—	404 289
Reduction of long-term debt	(59 554)	(549 941)
Redemption of redeemable preferred shares	(92 435)	(74 664)
	<u>172 928</u>	<u>336 222</u>
Increase (Decrease) in Cash	(22 765)	26 688
Cash at Beginning of Year	<u>55 584</u>	<u>28 896</u>
Cash at End of Year	<u>\$ 32 819</u>	<u>\$ 55 584</u>

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada, an agent of Her Majesty in the right of Canada, and of all subsidiary companies ("the Corporation") except Canertech Inc. which is excluded for the reason described in Note 5.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired and is amortized over the life of these assets.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for on the cost method.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for its investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration. The Corporation applies a "ceiling test", to capitalized costs in each producing cost centre, to ensure that such costs do not exceed the estimated future net revenues from production of proven reserves, at current prices and operating costs, together with the estimated fair market value of unevaluated properties.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, the Syncrude Project, each foreign area in which the Corporation has an interest, each of five Canadian frontier areas and for other oil sands leases.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are

conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(e) Depreciation, Depletion and Amortization

Costs incurred in non-frontier Canada, the Syncrude Project and in producing foreign cost centres are depreciated or depleted separately on the unit of production method based on estimated proven recoverable oil and gas reserves. For purposes of calculating depreciation and depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Depreciation of other plant and equipment is provided on either the unit of production method or the straight line method as appropriate. Annual straight line depreciation rates range from 2.0% to 25.0%.

(f) Deferred Charges

Costs relating to the removal of overburden from oil sands which will be mined in future years are deferred and are charged to earnings when the related oil sands are mined.

The Corporation defers costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to certain transportation, production and other projects. Upon completion of studies leading to the commencement of a project or enhancement of an existing project the applicable expenditures are transferred to property, plant and equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project, otherwise, all associated costs are charged to earnings at that time.

Note 1. (Continued)

Certain costs relating to the Corporation's marketing reidentification program are deferred and amortized on a straight line basis over the periods during which benefits are expected to be realized.

(g) Federal Petroleum Compensation Program

Under the oil compensation program the Federal Government compensates eligible importers for a portion of certain costs with respect to petroleum consumed in Canada, provided they maintain prices for certain products at levels not to exceed those suggested by the Government. Compensation received under the program is reflected as a reduction of crude oil and product purchases. The Federal Government also compensates producers of synthetic crude oil. Compensation received by the Corporation for its share of production from the Syncrude Project is included in operating revenue.

(h) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming depreciation, exploration, development and other costs for income tax purposes which differ from the related amounts charged to expense in the financial statements. The Corporation accounts for investment tax credits on the flow-through method.

(i) Translation of Foreign Currency

Current assets, except inventories and prepaid expenses, current liabilities and long-term debt are

translated at rates of exchange in effect at the balance sheet date. Long-term assets, inventories, prepaid expenses, deferred income taxes and redeemable preferred shares are translated at rates of exchange in effect at the respective transaction dates. Revenue and expense items are translated at the average rates of exchange in effect during the year, except for depreciation, depletion and amortization which reflect rates of exchange at the date when the assets were acquired.

The resulting exchange gains or losses are included in earnings, except for unrealized exchange gains or losses arising on translation of long-term debt which are deferred and amortized over the remaining term of the debt.

Foreign operations are integrated with the Corporation's other activities and are translated in the above described manner.

(j) Pension Plans

Costs of pension benefits for current services of employees are funded and charged to earnings as they accrue. Costs arising from amendments to pension plans which relate to services of employees in prior years and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Change in Accounting Policy

Effective January 1, 1984 the Corporation changed its method of accounting for translation of foreign currency in accordance with the recommendations issued by the Canadian Institute of Chartered Accountants (Note 1(i)).

Prior to 1984, the long-term debt repayable in foreign currencies was translated at rates of exchange in effect when the debt was incurred and exchange gains or losses were included in earnings as realized.

While the effect of this change on the current year's earnings is not material, a deferred charge of \$9 085 000 has been recognized at December 31, 1984 (Note 7).

This change, which would not have had a material effect on 1983 earnings, has been applied prospectively.

3. Acquisitions

(a) Petro-Canada Products Inc. ("Products")

Pursuant to a tender offer dated February 28, 1983 the Corporation committed to acquire all of the outstanding voting and non-voting shares of Products (formerly BP Refining and Marketing Canada Limited) for an aggregate consideration (including estimated expenses) of \$419 805 000.

Effective March 1, 1983 the Corporation acquired 100% of the voting shares and 9.4% of the non-voting shares for a consideration of cash and accrued expenses of \$121 586 000. During 1984 the Corporation acquired an additional 0.4% of the outstanding non-voting shares for a cash consideration of

\$1 165 000, which increased its interest to 9.8% of the non-voting shares. Under the offer the Corporation has agreed to acquire all of the outstanding non-voting shares, not previously acquired, in 1985 at a purchase price which reflects an escalation of the initial price offered in recognition of an interest factor. Accordingly, the minority interest is stated at the estimated cost of acquiring all of the outstanding non-voting shares not already acquired by the Corporation.

Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

Book value of acquired assets		\$ 508 123
Book value of assumed liabilities		(378 732)
		<u>129 391</u>
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Refining and marketing	\$286 089	
Long-term debt	<u>4 325</u>	<u>290 414</u>
Net assets acquired at attributed value		419 805
Minority interest at December 31, 1984 (Note 9)		<u>297 054</u>
Consideration to December 31, 1984		<u><u>\$ 122 751</u></u>

During the period January 1 to February 20, 1985 the Corporation acquired an additional 87.4% of the outstanding non-voting shares for an aggregate consideration of \$288 275 000, increasing its interest to 97.2% of the non-voting shares. Funds were provided from cash held for use in tender offer of \$123 000 000 (Note 5) and from an issue of long-term debt of \$165 275 000. The offer is open until February 25, 1985 and it is proposed that the

Corporation will redeem, on or before May 27, 1985, any shares not acquired under the offer at \$15.34 per share.

(b) Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic")

During 1984 the Corporation acquired additional common shares in Panarctic in consideration for exploration expenditures incurred, and maintained its interest at 54.4% of the outstanding common shares.

4. Inventories

Inventories consist of:

	<u>1984</u>	<u>1983</u>
Crude oil, refined products and merchandise	\$768 774	\$601 100
Materials and supplies	<u>76 941</u>	<u>109 906</u>
	<u><u>\$845 715</u></u>	<u><u>\$711 006</u></u>

5. Investments

Investments consist of:

	1984	1983
At equity		
Petro-Canada Centre	\$222 505	\$ 86 353
Westcoast Transmission Company Limited	176 984	173 949
Sedpex Inc.	20 952	18 133
Other	4 418	4 247
At cost		
Cash held for use in tender offer (Note 3)	131 879	—
Mortgages and other investments	43 114	29 587
Canertech Inc.	—	—
	<u>\$599 852</u>	<u>\$312 269</u>

Petro-Canada Centre

At December 31, 1984 the Corporation held 50% of a joint venture which owns Petro-Canada Centre, an office complex in Calgary. The Corporation has entered into a long-term lease for use of a portion of the complex (Note 20) and has guaranteed \$64 500 000 of long-term debt related to the facility.

Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast")

At December 31, 1984 the Corporation held 31.2% of the total outstanding common shares of Westcoast.

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation, and the cost of subsequent share purchases exceeded the underlying net book value at the dates of acquisition. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1984 and 1983, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$190 924 000.

Sedpex Inc.

At December 31, 1984 the Corporation held 50% of the total outstanding common shares of Sedpex Inc., a company which owns a semi-submersible drilling vessel. This vessel is under lease to the Corporation (Note 20).

Canertech Inc. ("Canertech")

The accounts of Canertech, a wholly-owned subsidiary company, have been excluded from consolidation because a formal plan exists to dispose of the investment in the subsidiary. In response to a directive by the Government of Canada, the Corporation incorporated Canertech in 1981 to develop alternate energy sources. At that time the Government indicated its intention of purchasing the Corporation's investment at cost and establishing Canertech as an independent crown corporation. During 1984 the Government directed the Corporation to bring about the dissolution of Canertech. The Corporation's investment in Canertech is carried in the accounts at its original cost of \$1.

6. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1984		1983	
	<i>Cost *</i>	<i>Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization</i>	<i>Net</i>	<i>Net</i>
Oil and gas				
Canada				
- non-frontier areas	\$3 748 266	\$ 649 700	\$3 098 566	\$3 024 133
- frontier areas	1 139 088	214 890	924 198	778 585
Foreign	142 824	60 221	82 603	60 977
Refining and marketing	1 602 230	208 962	1 393 268	1 361 741
Oil sands				
Syncrude Project and related leases	574 653	73 947	500 706	484 610
Other oil sands leases and expenditures thereon	265 052	49 791	215 261	162 997
Natural gas liquids	183 765	50 965	132 800	134 418
Other property and equipment	337 463	79 499	257 964	240 228
	<u>\$7 993 341</u>	<u>\$1 387 975</u>	<u>\$6 605 366</u>	<u>\$6 247 689</u>

* Cost is net of related Petroleum Incentive Program grants.

7. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1984	1983
At cost		
Oil sands overburden removal costs	\$41 511	\$38 208
Less portion related to oil sands to be mined within one year	<u>10 730</u>	<u>7 734</u>
	30 781	30 474
Polar Gas Project	18 651	17 626
At amortized cost		
Marketing reidentification	35 274	30 202
Translation adjustment on long-term debt	9 085	—
Other	<u>5 415</u>	<u>360</u>
	<u>\$99 206</u>	<u>\$78 662</u>

8. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	<i>Maturity</i>	1984	1983
In Canadian dollars			
8.25% unsecured notes	1993	\$ 14 375	\$ 14 143
Promissory notes, bearing interest at prime rate	1985	13 192	15 692
Unsecured loans, bearing interest at prime rate to ½% above prime rate	1985	9 500	26 722
5.75% unsecured notes	1986	6 961	8 265
Other loans and long-term obligations	1985 - 1997	1 923	10 222
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$45 000 000 U.S.)	1996	59 466	57 976
7.75% unsecured notes (\$16 000 000 U.S.)	1993	21 142	16 191
8.45% unsecured notes (\$15 000 000 U.S.)	1987	19 821	23 992
5.25% unsecured notes (\$6 500 000 U.S.)	1985	8 589	12 835
5.75% - 6.25% mortgages (\$1 574 000 U.S.)	1988	2 080	2 370
		157 049	188 408
Less current portion		47 102	30 252
		\$109 947	\$158 156

Repayment of long-term debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1985 - \$47 102 000
1986 - \$19 364 000
1987 - \$13 039 000
1988 - \$ 7 317 000
1989 - \$ 7 315 000

9. Minority Interest in Subsidiaries

Minority interest in subsidiaries consists of:

	1984	1983
Panarctic		
Common shares	\$138 278	\$135 254
Equity in earnings	(15 519)	(10 558)
	122 759	124 696
Petro-Canada Products Inc.		
Non-voting common shares	297 054	298 219
	\$419 813	\$422 915

10. Redeemable Preferred Shares

The redeemable preferred shares, which were issued by a subsidiary to a group of Canadian chartered banks, are floating rate, cumulative, redeemable and non-voting. The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends. In 1984 the subsidiary exercised its option to redeem 700 000 shares (1983 - 600 000 shares) for a consideration of \$70 000 000 U.S. (1983 - \$60 000 000 U.S.) and 11 200 000 shares were outstanding at December 31, 1984.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the

shares over a nine year period ending December 31, 1993, or in the event of certain other occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 U.S. per share, plus accrued dividends. These annual options increase from \$75 000 000 U.S. to \$170 000 000 U.S. over the remaining period.

Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1984, the dividend rate was approximately 6% per annum.

11. Capital

Authorized

In the aggregate the authorized capital is:

- (a) 71 188 common shares with a par value of \$100 000 each.
- (b) Preferred shares issued to the Government of

Canada provided that the amount of such shares together with any loans received, and outstanding, from the Consolidated Revenue Fund of the Government of Canada is not in excess of \$1 billion.

Issued (to the Government of Canada)

	1984		1983	
	<i>Number of Shares</i>	<i>Consideration</i>	<i>Number of Shares</i>	<i>Consideration</i>
Common Shares				
Balance at beginning of year	27 633	\$2 763 300	21 221	\$2 122 100
For cash	4 250	425 000	3 675	367 500
For funds received from the Canadian Ownership Account	—	—	2 737	273 700
Balance at end of year	<u>31 883</u>	<u>3 188 300</u>	<u>27 633</u>	<u>2 763 300</u>
Preferred Shares				
Balance at beginning and end of year	<u>972 771 853</u>	<u>972 772</u>	<u>972 771 853</u>	<u>972 772</u>
Total Capital at End of Year		<u>\$4 161 072</u>		<u>\$3 736 072</u>

The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

12. Taxes Other than Income Taxes

Taxes other than income taxes consist of:

	1984	1983
Federal sales tax	\$184 508	\$148 327
Petroleum and gas revenue tax	118 536	106 850
Other	40 740	30 459
	<u>\$343 784</u>	<u>\$285 636</u>

13. Income Taxes

The provision for income taxes of \$358 892 000 (1983 -\$248 966 000) represents an effective rate of 59.3% (1983 - 66.2%) on earnings before income taxes of \$605 463 000 (1983 -\$376 206 000).

The computation of the provision, which requires adjustment to earnings before income taxes for non-taxable and non-allowable items, is as follows:

	1984	1983
Earnings before income taxes	\$605 463	\$376 206
Add (deduct)		
Royalties and other payments to provincial governments	327 560	302 698
Federal allowances		
Resource allowance	(245 909)	(221 470)
Tax depletion	(29 268)	(31 157)
Inventory allowance	(10 498)	(22 560)
Petroleum and gas revenue tax	118 536	106 850
Non-deductible amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	83 566	63 966
Non-deductible depreciation, depletion and amortization	24 284	21 646
Equity in earnings of affiliates	(20 536)	(24 227)
Foreign exchange (gains) losses	(4 846)	8 846
Other	291	2 066
Earnings as adjusted before income taxes	<u>\$848 643</u>	<u>\$582 864</u>
Canadian federal income tax at 46% (1983 - 46.9%) applied to earnings as adjusted	\$390 376	\$273 363
Provincial and other income taxes, net of federal abatement	3 721	9 909
Deduct tax rebates and credits		
Federal investment tax credit	(18 829)	(18 025)
Provincial income tax rebate plans	(9 080)	(14 211)
Scientific research tax credits	(7 296)	(2 070)
Provision for income taxes	<u>\$358 892</u>	<u>\$248 966</u>

14. Working Capital Provided from Operations

Working capital provided from operations consists of:

	1984	1983
Net earnings before extraordinary items and dividends on redeemable preferred shares	\$251 532	\$133 063
Add (deduct):		
Depreciation, depletion and amortization	367 911	329 897
Deferred income taxes	331 056	227 788
Equity earnings, net of dividends received	(5 302)	(9 900)
Other	(5 668)	(4 533)
	<u>\$939 529</u>	<u>\$676 315</u>

15. Change in Components of Operating Working Capital

The increase (decrease) in operating working capital consists of the following movements during the year:

	1984	1983
Accounts receivable	\$ 40 018	\$ 38 274
Inventories	134 709	(44 285)
Income taxes recoverable	(4 229)	55 892
Deposits and prepaid expenses	2 720	6 237
Accounts payable and accrued liabilities	(15 382)	(141 780)
Current portion of long-term debt	(16 850)	43 034
Operating working capital deficiency acquired upon acquisition of BP Refining and Marketing Canada Limited	—	8 143
	<u>\$140 986</u>	<u>\$ (34 485)</u>

16. Pension Plans

Based on the most recent actuarial valuations of the Corporation's pension plans the unfunded past service pension obligations at December 31, 1984 are

approximately \$54 000 000. All accrued, including vested, benefits at December 31, 1984 are fully funded.

17. Material Transactions with Related Parties

The Corporation has transactions with the Government of Canada and its agencies which are in the normal course of business and are therefore on the same terms as those accorded to non-related parties.

18. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

Natural Resources

Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals; extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

Refined Oil Products

Purchase and sale of crude oil; refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	<i>Natural Resources</i>		<i>Refined Oil Products</i>		<i>Eliminations</i>		<i>Total</i>	
	1984	1983	1984	1983	1984	1983	1984	1983
Sales to customers	\$1 450 252	\$1 175 122	\$3 431 041	\$2 948 695	\$ —	\$ —	\$4 881 293	\$4 123 817
Inter-segment transfers	88 572	216 016	—	—	(88 572)	(216 016)	—	—
Total Operating Revenue	1 538 824	1 391 138	3 431 041	2 948 695	(88 572)	(216 016)	4 881 293	4 123 817
Product costs and operating expenses	534 472	467 705	2 809 601	2 551 819	(88 572)	(216 016)	3 255 501	2 803 508
Depreciation, depletion and amortization	254 473	221 981	85 494	86 998	—	—	339 967	308 979
Taxes other than income taxes	121 688	109 713	222 096	175 923	—	—	343 784	285 636
Total Operating Expenses	910 633	799 399	3 117 191	2 814 740	(88 572)	(216 016)	3 939 252	3 398 123
Operating Earnings	\$ 628 191	\$ 591 739	\$ 313 850	\$ 133 955			942 041	725 694
Marketing, general and administrative expenses							(407 442)	(345 744)
Provision for income taxes							(358 892)	(248 966)
Investment and other income							110 132	48 526
Other depreciation and amortization							(27 944)	(20 918)
Interest on long-term debt							(11 324)	(29 027)
Minority interest							4 961	5 823
Other interest							—	(2 325)
							(690 509)	(592 631)
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares							\$ 251 532	\$ 133 063

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

Natural resources segment revenue consists of:

	1984	1983
Crude oil and field liquids	\$ 867 366	\$ 799 582
Natural gas liquids	325 058	319 594
Natural gas	284 522	238 220
Other	61 878	33 742
	\$1 538 824	\$1 391 138

Refined oil products segment revenue consists of:

	1984	1983
Gasoline	\$1 813 981	\$1 545 048
Distillates	1 025 140	872 508
Other	591 920	531 139
	\$3 431 041	\$2 948 695

Note 18. (Continued)

The identifiable assets at December 31, and the capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	<i>Identifiable Assets</i>		<i>Capital Expenditures*</i>	
	1984	1983	1984	1983
Natural resources	\$5 514 126	\$5 201 776	\$ 969 455	\$ 835 664
Refined oil products	2 652 369	2 426 954	141 885	110 924
Other	888 787	610 295	204 900	83 460
	<u>\$9 055 282</u>	<u>\$8 239 025</u>	<u>\$1 316 240</u>	<u>\$1 030 048</u>

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

* Capital expenditures are before deduction of related Petroleum Incentive Program grants.

19. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1983 comparative figures to conform with the current year's presentation.

20. Commitments and Contingencies

(a) Commitments

The Corporation has leased certain offshore drilling vessels and ancillary equipment for periods of one to five years. The offshore vessels are used by the Corporation during the Canadian drilling season and the rentals are shared with joint venture participants. The vessels are available for sublease when not required by the Corporation.

The gross lease rentals for the offshore vessels together with minimum annual rentals for Petro-Canada Centre (Note 5) and other non-cancellable operating leases are estimated at \$166 000 000 in 1985, \$137 000 000 in 1986, \$100 000 000 in 1987, \$44 000 000 in 1988, \$29 000 000 in 1989 and \$14 000 000 per year thereafter until 2008.

(b) Contingencies

The Corporation is involved in litigation and claims associated with normal operations. Management is of the opinion that any resulting settlements would not materially affect the financial position of the Corporation.

Supplementary Financial Information Reporting the Effects of Changing Prices (Unaudited)

December 31, 1984

Basis of Presentation

Petro-Canada's financial statements report financial information on the basis of historical cost in accordance with generally accepted accounting principles. Although the rate of inflation declined substantially in 1984, during recent years the economy has experienced significant inflationary increases and many of the effects of such increases are not reflected in the traditional financial statements. The additional costs required to replace current inventories and property, plant and equipment, and the effects of holding net monetary liabilities or assets are not reflected in the historical cost financial statements. The Canadian Institute of Chartered Accountants ("CICA") has issued recommendations relating to the preparation of information reporting the effects of changing prices. These recommendations are considered experimental by the CICA. The intent is to determine if this information is helpful to the users of financial information in their assessment of an enterprise. The following information has been prepared based upon the CICA recommendations, except for the computation of the provision for income taxes which is addressed below.

While Petro-Canada has prepared this information using what are considered to be reasonable assumptions it should be noted that the recommendations call for a degree of subjective judgement and materially different results could be obtained if other equally valid assumptions were used. Additionally, the recommendations recognize that the cost of exploration and development required to replace oil and gas reserves is subject to a high degree of uncertainty. Despite this the recommendations call for the estimating of the current cost of oil and gas reserves and suggest the use of indices. Petro-Canada has followed this approach but cautions that these current cost estimates may be misleading and do not necessarily represent amounts for which the reserves could be bought or costs which would be incurred in future periods if the reserves were replaced.

Explanation of Information

The schedule of Balance Sheet Items on a Current Cost Basis reports the current cost of inventory and property, plant and equipment and the effect of the current cost adjustments on net assets. The current cost of property, plant and equipment has been calculated through the use of indices. Net assets represents the historical common shareholder's equity adjusted for the current cost adjustments.

The Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis presents a comparison of the Corporation's statement of earnings as presented in the historical cost financial statements with similar data prepared on a current cost basis. Equity earnings have been adjusted to reflect Petro-Canada's share of affiliates' current cost adjustments. Crude oil and product purchases expense has been adjusted to reflect the current cost of these purchases at the time of use. Depreciation, depletion and amortization expense has been adjusted so that it reflects the estimated current cost of replacing the operating capacity of property, plant and equipment. The CICA recommends that the amount of income tax in the computation of earnings on the current cost basis be the same as the amount charged against earnings in the historical cost financial statements. However, the Corporation believes that it is more appropriate to adjust the provision for deferred income taxes in recognition of the higher cost of sales and depreciation, depletion and amortization expense. Since this unaudited supplementary information is experimental, these adjustments have been reflected in the computation of deferred income taxes in the Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis. Had the Corporation followed the CICA recommendations with regard to income tax expense in the computation of current cost earnings, the provision for deferred income taxes would have been \$331 056 000. It should be noted that there is no deduction under current tax law for these current cost adjustments. Minority Interest has been adjusted to reflect its share of the current cost depreciation, depletion and amortization expense adjustment.

The schedule of Other Supplementary Current Cost Information presents the remaining financial information required by the recommendations. The financing adjustment represents the portion of current cost adjustments that relate to the net monetary liabilities of Petro-Canada. The CICA has defined this as "the amount of changes during a reporting period in the current cost of assets held by an enterprise that, on the basis of the existing relationship between debt and equity, do not need to be charged against present and future revenues to provide for maintenance of the common shareholders' proportionate interest in the operating capability of the enterprise" The second portion of the schedule isolates the inflation component from the total increase in current cost of property, plant and equipment. The final information presented is the gain in general purchasing power that results from having net monetary liabilities. This arises because inflation erodes the purchasing power of money and therefore where there are net monetary liabilities a "gain" is recognized due to the net monetary liabilities requiring the use of less "purchasing power" over time during inflationary periods.

The CICA recommendations also require the disclosure of oil and gas reserve data, net after royalties. The schedule of Supplementary Reserve Information provides this information.

Balance Sheet Items on a Current Cost Basis

As at December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

<i>As reported in the historical cost statements</i>		<i>Current cost basis</i>
\$ 845 715	Inventory	\$ 845 715
\$6 605 366	Property, plant and equipment, net	\$8 846 707
\$4 576 579	Net assets (shareholder's equity)	\$6 817 920

**Consolidated Statement of Earnings
on a Current Cost Basis**

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

<i>As reported in the historical cost statements</i>		<i>Current cost basis</i>
Revenue		
\$4 881 293	Operating	\$4 881 293
110 132	Investment and other income	107 305
<u>4 991 425</u>		<u>4 988 598</u>
Expenses		
2 780 170	Crude oil and product purchases	2 805 613
475 331	Producing and refining	475 331
407 442	Marketing, general and administrative	407 442
367 911	Depreciation, depletion and amortization	466 207
343 784	Taxes other than income taxes	343 784
11 324	Interest on long-term debt	11 324
<u>4 385 962</u>		<u>4 509 701</u>
605 463	Earnings Before Undernoted Items	478 897
Provision for Income Taxes		
331 056	Deferred	290 396
27 836	Current	27 836
<u>358 892</u>		<u>318 232</u>
246 571		160 665
<u>4 961</u>	Minority Interest	<u>6 812</u>
Net Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares		
251 532		167 477
<u>100 083</u>	Dividends on Redeemable Preferred Shares	<u>100 083</u>
Net Earnings for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares		
<u>\$ 151 449</u>		<u>\$ 67 394</u>

Other Supplementary Cost Information

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

(1) Financing adjustment	
Based on the amount of changes during the year in the current cost amounts of property, plant and equipment	\$ 42 458
Based on the current cost adjustments made to net earnings during the year	\$ 24 203
(2) Increase in the current cost amount of property, plant and equipment	\$191 732
Effect of general inflation	317 818
Excess of the effect of general inflation over the increase in current cost	\$126 086
(3) Gain in general purchasing power from having net monetary liabilities	\$ 58 596

Supplementary Reserve Information

As at December 31, 1984

	<i>Oil</i> <i>(thousands of cubic metres)</i>	<i>Natural Gas Liquids</i> <i>(thousands of cubic metres)</i>	<i>Natural Gas</i> <i>(millions of cubic metres)</i>
Proven reserves, net after royalties at			
December 31, 1983	33 284.1	5 053.1	108 778.6
Revisions of previous estimates	4 143.0	41.1	(5 290.2)
Extensions and discoveries	772.8	—	338.6
Production	(2 832.9)	(408.2)	(3 410.6)
Proven reserves, net after royalties at			
December 31, 1984	35 367.0	4 686.0	100 416.4

The above figures do not include Petro-Canada's 17% interest in the synthetic crude oil reserves of Syncrude Canada Limited ("Syncrude") (25 400.0 thousand cubic metres before royalties at December 31, 1984). Pursuant to an agreement between the Province of Alberta, as lessor of the oil sands leases, and the Syncrude participants the Province has the right to 50% of Syncrude's deemed net profits, as defined in the agreement. At the Province's

option, this right may be converted to a 7.5% gross production royalty at any time. Both the 50% of deemed net profits and the 7.5% gross production royalty are subject to change under certain circumstances. In view of these options, and the attendant uncertainties relating to future prices and costs, the Corporation has not presented its synthetic crude oil reserves net of royalties.

Five Year Operating Summary

	1984	1983	1982	1981	1980
		(Note 2)		(Note 2)	
Oil and Gas Landholdings (Gross/Net)					
(millions of hectares)					
Non-frontier areas					
Conventional	4.8/2.4	6.0/3.1	6.4/3.3	6.5/3.5	3.7/2.1
Oil sands	0.9/0.3	0.9/0.3	0.8/0.3	0.8/0.3	0.8/0.3
	5.7/2.7	6.9/3.4	7.2/3.6	7.3/3.8	4.5/2.4
Frontiers	41.6/20.5	54.4/25.0	55.7/25.6	57.3/28.7	57.3/35.0
International	2.8/0.4	1.7/0.1	0.6/0.1	0.6/0.1	0.6/0.1
Total oil and gas landholdings	50.1/23.6	63.0/28.5	63.5/29.3	65.2/32.6	62.4/37.5
Wells Drilled (Gross/Net)					
Non-frontier areas – exploratory wells					
Oil	65/45	41/30	52/32	46/25	33/18
Gas	25/11	24/16	28/15	54/23	81/35
Dry and abandoned	69/43	61/43	46/35	68/33	59/28
Suspended	5/4	7/5	2/1	4/3	4/3
	164/103	133/94	128/83	172/84	177/84
Non-frontier areas – development wells					
Oil	344/133	148/84	129/68	73/39	171/91
Gas	16/6	17/12	138/86	100/53	95/50
Dry and abandoned	24/10	9/5	49/31	20/11	19/10
	384/149	174/101	316/185	193/103	285/151
Frontiers and international – exploratory and development wells					
Oil	6/1	5/1	6/1	7/1	3/1
Gas	9/2	6/2	3/1	4/1	3/0
Dry and abandoned	24/7	13/4	10/2	6/1	7/2
Suspended	2/1	1/1	0/0	0/0	0/0
	41/11	25/8	19/4	17/3	13/3
Total wells drilled	589/263	332/203	463/272	382/190	475/238
Proven Reserves (Net Before Royalties)					
(Note 3)					
Natural gas (billions of m ³)	120.4	134.3	135.8	138.3	115.4
Crude oil (millions of m ³)	48.4	45.0	47.1	47.0	42.3
Natural gas liquids (millions of m ³)	6.4	7.4	7.7	8.2	6.4
Synthetic crude oil (millions of m ³)	25.4	26.3	27.4	28.3	20.5
Foreign crude oil (millions of m ³)	0.8	0.9	0.9	1.1	1.0
Total crude oil and natural gas liquids (millions of m ³)	81.0	79.6	83.1	84.6	70.2

	<u>1984</u>	<u>1983</u> (Note 2)	<u>1982</u>	<u>1981</u> (Note 2)	<u>1980</u>
Daily Production (Net Before Royalties)					
Natural gas (millions of m ³)	<u>10.8</u>	<u>10.0</u>	<u>10.6</u>	<u>10.7</u>	<u>9.3</u>
Crude oil (thousands of m ³)	<u>10.3</u>	<u>9.3</u>	<u>9.3</u>	<u>9.8</u>	<u>8.8</u>
Natural gas liquids (thousands of m ³)	<u>1.5</u>	<u>1.5</u>	<u>1.5</u>	<u>1.5</u>	<u>1.1</u>
Natural gas liquids from straddle plant (thousands of m ³)	<u>2.6</u>	<u>2.5</u>	<u>2.7</u>	<u>2.6</u>	<u>2.4</u>
Synthetic crude oil (thousands of m ³)	<u>2.3</u>	<u>3.0</u>	<u>2.3</u>	<u>2.1</u>	<u>1.5</u>
Foreign crude oil (thousands of m ³)	<u>0.4</u>	<u>0.5</u>	<u>0.2</u>	<u>0.2</u>	<u>0.2</u>
Total crude oil and natural gas liquids (thousands of m ³)	<u>17.1</u>	<u>16.8</u>	<u>16.0</u>	<u>16.2</u>	<u>14.0</u>
Refining					
Refinery crude capacity (thousands of m ³ per day)	<u>32</u>	<u>32</u>	<u>19</u>	<u>15</u>	<u>2</u>
Refinery runs (thousands of m ³ per day)	<u>28</u>	<u>25</u>	<u>17</u>	<u>13</u>	<u>2</u>
Refinery utilization (per cent)	<u>86</u>	<u>78</u>	<u>86</u>	<u>87</u>	<u>94</u>
Marketing					
Wholesale and retail marketing outlets	<u>2 716</u>	<u>3 107</u>	<u>1 605</u>	<u>1 504</u>	<u>407</u>
Petroleum product sales (thousands of m ³ per day)					
Gasoline	<u>13.9</u>	<u>12.9</u>	<u>7.3</u>	<u>6.9</u>	<u>2.6</u>
Distillates	<u>9.6</u>	<u>8.7</u>	<u>5.1</u>	<u>4.1</u>	<u>1.2</u>
Other including petrochemicals	<u>6.4</u>	<u>5.5</u>	<u>2.9</u>	<u>2.0</u>	<u>0.1</u>
Total petroleum product sales	<u>29.9</u>	<u>27.1</u>	<u>15.3</u>	<u>13.0</u>	<u>3.9</u>
Employees					
Number at year end	<u>6 697</u>	<u>6 601</u>	<u>6 166</u>	<u>5 801</u>	<u>2 823</u>

Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Operating results are included from May 12, 1981 for the former Petrofina Canada Inc. operations, and from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations. Operating results for Panarctic Oils Ltd. have not been included.
3. Proven reserves do not include any reserves associated with frontier discoveries in Northern Canada and the East Coast offshore.

Five Year Financial Summary

(stated in thousands of dollars)

	<u>1984</u>	<u>1983</u>	<u>1982</u>	<u>1981</u>	<u>1980</u>
		(Note 2)	(Note 2)	(Note 2)	
Summary of Earnings					
Revenue	\$4 991 425	\$4 172 343	\$2 788 136	\$2 674 603	\$1 023 398
Expenses	4 385 962	3 796 137	2 481 013	2 245 585	704 248
	605 463	376 206	307 123	429 018	319 150
Add (deduct)					
Provision for income taxes	(358 892)	(248 966)	(188 298)	(225 174)	(155 464)
Gain on sale of subsidiary	—	—	7 082	—	—
Minority interest	4 961	5 823	4 735	—	—
Earnings before extraordinary items and dividends on redeemable preferred shares	251 532	133 063	130 642	203 844	163 686
Extraordinary items	—	(16 515)	—	—	—
Net earnings before dividends on redeemable preferred shares	251 532	116 548	130 642	203 844	163 686
Dividends on redeemable preferred shares	100 083	86 379	120 082	138 971	107 937
Net earnings after dividends on redeemable preferred shares	\$ 151 449	\$ 30 169	\$ 10 560	\$ 64 873	\$ 55 749
Other Financial Data					
Internally generated cash	\$1 011 249	\$ 747 070	\$ 592 840	\$ 535 722	\$ 477 441
Expenditures on property, plant and equipment	1 151 820	1 019 252	974 096	594 601	424 379
Petroleum Incentive Program grants	380 304	468 488	299 892	138 764	—
Total assets	9 055 282	8 239 025	7 552 115	6 612 533	3 766 766
Working capital	895 843	777 622	793 562	685 299	135 205
Long-term debt (Note 3)	157 049	188 408	330 686	1 312 773	283 075
Redeemable preferred shares	1 312 080	1 394 085	1 464 375	1 464 375	1 464 375
Shareholder's equity	4 576 579	4 010 560	3 341 848	1 640 444	1 114 599

Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial results are included from May 12, 1981, for the former Petrofina Canada Inc. operations, from May 1, 1982, for the operations of Panarctic Oils Ltd., and from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations.
3. Long-term debt includes current maturities.

Sommaire des résultats					
1984	1983	1982	1981	1980	
					(Note 2)
4 991 425 \$	4 172 343 \$	2 788 136 \$	2 674 603 \$	1 023 398 \$	Produits
4 385 962	3 796 137	2 481 013	2 245 585	704 248	Charges
605 463	376 206	307 123	429 018	319 150	Ajouter (déduire):
(358 892)	(248 966)	(188 298)	(225 174)	(155 464)	Provision pour impôts sur le revenu
—	—	7 082	—	—	Gain à la vente d'une filiale
4 961	5 823	4 735	—	—	Participation minoritaire
					Bénéfice avant postes extraordinaires
					et dividendes des actions
					privilégiées rachetables
251 532	133 063	130 642	203 844	163 686	Postes extraordinaires
—	(16 515)	—	—	—	Bénéfice net avant dividendes des
251 532	116 548	130 642	203 844	163 686	actions privilégiées rachetables
					Dividendes des actions
					privilégiées rachetables
100 083	86 379	120 082	138 971	107 937	Bénéfice net après dividendes des
151 449 \$	30 169 \$	10 560 \$	64 873 \$	55 749 \$	actions privilégiées rachetables
					Autres données financières
					Fonds autoengénérés
1 011 249 \$	747 070 \$	592 840 \$	535 722 \$	477 441 \$	Dépenses affectées aux immobilisations
1 151 820	1 019 252	974 096	594 601	424 379	Subventions-Programme
					d'encouragement pétrolier
380 304	468 488	299 892	138 764	—	Actif total
9 055 282	8 239 025	7 552 115	6 612 533	3 766 766	Fonds de roulement
895 843	777 622	793 562	685 299	135 205	Dettes à long terme (note 3)
157 049	188 408	330 686	1 312 773	283 075	Actions privilégiées rachetables
1 312 080	1 394 085	1 464 375	1 464 375	1 464 375	Avoir de l'actionnaire
4 576 579	4 010 560	3 341 848	1 640 444	1 114 599	

Notes:

1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années précédentes afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.
2. Les résultats financiers sont inclus depuis le 12 mai 1981 pour l'exploitation de l'ancienne Petrofina Canada Inc., depuis le 1er mai 1982 pour l'exploitation de Panarctic Oils Ltd., et depuis le 1er mars 1983 pour l'exploitation de l'ancienne Raffinage et Marketing BP Canada Limitée.
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.

Production journalière (nette, avant redevances)
 Gaz naturel (millions de m³)
 Pétrole brut (milliers de m³)
 Liquides extraits du gaz naturel (milliers de m³)
 Liquides extraits du gaz naturel dans les usines de récupération (milliers de m³)
 Pétrole brut synthétique (milliers de m³)
 Pétrole brut étranger (milliers de m³)
 Total du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel (milliers de m³)

Raffinage
 Capacité de traitement du brut (milliers de m³ par jour)
 Quantités traitées (milliers de m³ par jour)
 Utilisation des raffineries (pour cent)

Marketing
 Etablissements de ventes en gros et au détail

Ventes de produits pétroliers (milliers de m³ par jour)
 Essence
 Distillats
 Divers, dont les produits pétrochimiques
 Total des ventes de produits pétroliers

Effectif
 Nombre d'employés à la clôture

Notes:
 1. Des redressements ont été apportés aux chiffres déjà comptabilisés au titre d'exercices antérieurs afin de tenir compte des modifications de présentation financière intervenues ultérieurement.
 2. Ces chiffres tiennent compte des résultats d'exploitation de la société anciennement dénommée Petrofina Canada Inc. à partir du 12 mai 1981, ainsi que des résultats d'exploitation de la société anciennement dénommée Raffinage et Marketing BP Canada Limitée à compter du 1^{er} mars 1983. Les résultats d'exploitation de Panarctic Oils Ltd. n'ont pas été pris en compte.
 3. Les réserves prouvées éloignées excluent les réserves relatives aux gisements éloignés du Nord du Canada et au large de la côte Est.

1984	1983	1982	1981	1980
10,8	10,0	10,6	10,7	9,3
10,3	9,3	9,3	9,8	8,8
1,5	1,5	1,5	1,5	1,1
2,6	2,5	2,7	2,6	2,4
2,3	3,0	2,3	2,1	1,5
0,4	0,5	0,2	0,2	0,2
17,1	16,8	16,0	16,2	14,0
32	32	19	15	2
28	25	17	13	2
86	78	86	87	94
2 716	3 107	1 605	1 504	407
13,9	12,9	7,3	6,9	2,6
9,6	8,7	5,1	4,1	1,2
6,4	5,5	2,9	2,0	0,1
29,9	27,1	15,3	13,0	3,9
6 697	6 601	6 166	5 801	2 823

1984	1983	1982	1981	1980
Concessions pétrolières et gazières (brutes/nettes) (millions d'hectares)				
Régions non éloignées:				
4,8/2,4	6,0/3,1	6,4/3,3	6,5/3,5	3,7/2,1
0,9/0,3	0,9/0,3	0,8/0,3	0,8/0,3	0,8/0,3
5,7/2,7	6,9/3,4	7,2/3,6	7,3/3,8	4,5/2,4
41,6/20,5	54,4/25,0	55,7/25,6	57,3/28,7	57,3/35,0
2,8/0,4	1,7/0,1	0,6/0,1	0,6/0,1	0,6/0,1
50,1/23,6	63,0/28,5	63,5/29,3	65,2/32,6	62,4/37,5
Total des concessions pétrolières et gazières				
Puits forés (bruts/netts)				
Régions non éloignées - puits d'exploration				
65/45	41/30	52/32	46/25	33/18
25/11	24/16	28/15	54/23	81/35
69/43	61/43	46/35	68/33	59/28
5/4	7/5	2/1	4/3	4/3
164/103	133/94	128/83	172/84	177/84
Régions non éloignées - puits de mise en valeur				
344/133	148/84	129/68	73/39	171/91
16/6	17/12	138/86	100/53	95/50
24/10	9/5	49/31	20/11	19/10
384/149	174/101	316/185	193/103	285/151
Régions éloignées et étranger - puits d'exploration et de mise en valeur				
6/1	5/1	6/1	7/1	3/1
9/2	6/2	3/1	4/1	3/0
24/7	13/4	10/2	6/1	7/2
2/1	1/1	0/0	0/0	0/0
41/11	25/8	19/4	17/3	13/3
589/263	332/203	463/272	382/190	475/238
Réserves prouvées (nettes, avant redevances) (note 3)				
Gaz naturel (milliards de m ³)				
120,4	134,3	135,8	138,3	115,4
Pétrole brut (millions de m ³)				
48,4	45,0	47,1	47,0	42,3
Liquides extraits du gaz naturel (millions de m ³)				
6,4	7,4	7,7	8,2	6,4
25,4	26,3	27,4	28,3	20,5
0,8	0,9	0,9	1,1	1,0
Total du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel (millions de m ³)				
81,0	79,6	83,1	84,6	70,2

Autres renseignements supplémentaires au coût actuel

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

(1) Redressement financier	
Basé sur le montant de la variation du coût actuel des immobilisations	
survenue au cours de l'exercice	42 458 \$
Basé sur les redressements au coût actuel apportés aux résultats au cours de l'exercice	24 203 \$
(2) Augmentation du coût actuel des immobilisations	191 732 \$
Effet de l'inflation	317 818
Excédent de l'inflation sur l'augmentation du coût actuel	126 086 \$
(3) Gain du pouvoir d'achat général du passif monétaire net	58 596 \$

Renseignements supplémentaires sur les réserves

31 décembre 1984

Réserves prouvées moins les redevances	Pétrole	Liquides extraits du gaz naturel	Gaz naturel
au 31 décembre 1983	(milliers de mètres cubes)	(milliers de mètres cubes)	(millions de mètres cubes)
Révisions des estimations antérieures	33 284,1	5 053,1	108 778,6
Ajouts et découvertes	4 143,0	41,1	(5 290,2)
Production	772,8	—	338,6
Réserves prouvées moins les redevances	(2 832,9)	(408,2)	(3 410,6)
au 31 décembre 1984	35 367,0	4 686,0	100 416,4

Les montants indiqués ne comprennent pas la participation de 17 pour cent de Petro-Canada dans les réserves de pétrole brut synthétique de Syncrude Canada Limited («Syncrude») (25 400,0 milliers de mètres cubes avant redevances au 31 décembre 1984). Aux termes d'un accord entre la province d'Alberta, bailleur des concessions de sables pétroliers, et les participants à Syncrude, la province a droit à 50 pour cent du bénéfice net réputé de Syncrude, comme il a été stipulé dans l'accord. Au gré de la province, ce droit peut être converti en

une redevance de 7,5 pour cent de la production brute en tout temps. La portion de 50 pour cent du bénéfice net réputé et la redevance de 7,5 pour cent de la production brute peuvent toutes deux être modifiées en certaines circonstances. Compte tenu de ces possibilités et des incertitudes ayant trait aux prix et frais à venir, la Société n'a pas présenté ses réserves de pétrole brut synthétique déduction faite des redevances.

Eléments du bilan au coût actuel
31 décembre 1984

<i>Tel que divulgués dans les états au coût d'origine</i>		<i>Selon le coût actuel</i>	
Stocks	845 715 \$		845 715 \$
Immobilisations	6 605 366 \$		8 846 707 \$
Actif net (avoir de l'actionnaire)	4 576 579 \$		6 817 920 \$

(en milliers de dollars)

Etat consolidé des résultats au coût actuel
Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

<i>Tel que divulgués dans les états au coût d'origine</i>		<i>Selon le coût actuel</i>	
Produits			
Exploitation	4 881 293 \$		4 881 293 \$
Produits des investissements et produits divers	110 132		107 305
	4 991 425		4 988 598

Charges

Achats de pétrole brut et de produits	2 780 170		2 805 613
Production et raffinage	475 331		475 331
Frais généraux, frais de marketing et d'administration	407 442		407 442
Amortissement et épuisement	367 911		466 207
Taxes autres que les impôts sur le revenu	343 784		343 784
Intérêt sur la dette à long terme	11 324		11 324
	4 385 962		4 509 701

Bénéfice avant les postes ci-dessous

Provision pour impôts sur le revenu	331 056		290 396
Reportés	27 836		27 836
Exigibles	358 892		318 232
	246 571		160 665
Participation minoritaire	4 961		6 812

Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables

Dividendes des actions privilégiées rachetables	100 083		167 477
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables	151 449 \$		67 394 \$

Le tableau Autres renseignements au coût actuel donne le reste de l'information financière suggérée par les recommandations. Le redressement financier donne la portion des rajustements au coût actuel ayant trait aux éléments de passif monétaire net de Petro-Canada. L'ICCA en a donné la définition suivante: «fraction de la variation du coût actuel des biens qui correspond au ratio capitaux empruntés - capitaux propres et que l'on n'a donc pas à imputer aux bénéfices actuels ou futurs pour assurer la préservation de la quote-part de la capacité de fonctionnement de l'entreprise revenant aux détenteurs d'actions ordinaires». La seconde partie du tableau fait ressortir la composante inflation de l'augmentation totale du coût actuel des immobilisations. La dernière information présentée a trait au gain du pouvoir d'achat général qui résulte du passif monétaire net. Ceci survient du fait que l'inflation diminue le pouvoir d'achat de la monnaie et, qu'en conséquence, là où il y a un passif monétaire net, on doit reconnaître un «gain» du fait que ce passif monétaire net nécessite l'utilisation d'un «pouvoir d'achat» inférieur à mesure que le temps passe en période d'inflation.

Les recommandations de l'ICCA demandent aussi la divulgation de données sur les réserves pétrolières et gazières, déduction faite des redevances. Le tableau des Renseignements supplémentaires sur les réserves vous donne cette information.

Renseignements financiers supplémentaires sur la présentation des effets des variations de prix (non vérifiés)

31 décembre 1984

Mode de présentation

Les états financiers de Petro-Canada présentent l'information financière selon les coûts d'origine, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Au cours des récentes années, l'économie a été touchée par des hausses importantes du taux de l'inflation bien que celui-ci ait accusé une chute marquée en 1984; plusieurs des effets engendrés par ces augmentations ne sont pas reflétés dans les états financiers traditionnels. Les frais supplémentaires nécessaires au remplacement des stocks et des immobilisations en main et l'effet de la détention d'éléments d'actif ou de passif monétaire net ne sont pas pris en compte dans les états financiers au coût d'origine en période d'inflation. L'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA») a publié des recommandations sur la préparation de l'information présentant les effets des variations de prix. L'ICCA offre ces recommandations à titre expérimental. Le but en est de déterminer si ces renseignements sont utiles aux utilisateurs des états financiers dans leur évaluation d'une entreprise. L'information qui suit a été préparée selon ces recommandations sauf dans le cas du calcul de la provision pour impôts sur le revenu, dont nous parlerons plus bas. Petro-Canada a préparé l'information ci-jointe en utilisant ce qu'elle considère être des hypothèses raisonnables; le lecteur doit cependant noter que les recommandations font appel à un certain degré de jugement subjectif et que des résultats bien différents pourraient être obtenus si d'autres hypothèses, aussi valables, étaient utilisées. En outre, les recommandations reconnaissent le fait que les frais de prospection et de mise en valeur nécessaires au remplacement des réserves de pétrole et de gaz sont l'objet d'un degré élevé d'incertitude. Malgré cela, les recommandations suggèrent d'estimer le coût actuel des réserves de pétrole et de gaz et suggèrent l'utilisation d'indices. Petro-Canada a utilisé cette façon de faire mais vous met en garde: ces estimations des coûts actuels peuvent être trompeuses et ne représentent pas nécessairement les montants auxquels les réserves pourraient être achetées ou les frais qu'il faudrait engager dans les périodes à venir pour les remplacer.

Note explicative

Le tableau Éléments du bilan au coût actuel donne le coût actuel des stocks et des immobilisations et l'effet des redressements de l'actif net au coût actuel. Le coût actuel des immobilisations a été calculé par l'utilisation d'indices. L'actif net représente l'avoir du détenteur des actions ordinaires au coût d'origine rajusté au coût actuel. L'état consolidé des résultats au coût actuel vous offre une comparaison de l'état des résultats de la Société selon qu'il est présenté au coût d'origine ou au coût actuel. Le bénéfice de participation a été rajusté pour tenir compte de la part de Petro-Canada dans les rajustements au coût actuel touchant les sociétés affiliées. La charge au titre des achats de pétrole brut et de produits a été rajustée pour tenir compte du coût actuel de ces achats au moment de l'utilisation. La charge d'amortissement a été rajustée pour tenir compte du coût actuel estimatif de remplacement de la capacité de fonctionnement des immobilisations. L'ICCA recommande que le montant d'impôt sur le revenu pris en compte dans le calcul du bénéfice au coût actuel soit le même que le montant indiqué dans les états financiers au coût d'origine. Toutefois, la Société croit qu'il est plus approprié de redresser la provision pour impôts sur le revenu reportés afin de tenir compte de la hausse du coût des produits vendus, de l'amortissement et de l'épuisement. Comme les présents renseignements supplémentaires non vérifiés vous sont donnés à titre expérimental, nous avons tenu compte de tels redressements dans le calcul des impôts sur le revenu reportés présentes dans l'état consolidé des résultats au coût actuel. Si la Société avait suivi les recommandations de l'ICCA touchant la charge d'impôt sur le revenu dans le calcul du bénéfice au coût actuel, la provision pour impôts sur le revenu reportés aurait été de 331 056 000 \$. Il convient de noter ici que la législation fiscale ne permet présentement pas de déduction pour ces redressements au coût actuel. La participation minoritaire a été rajustée pour tenir compte de sa part du rajustement de la charge d'amortissement au coût actuel.

Note 18. (suite)

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre et le montant des dépenses en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit:

Éléments d'actif sectoriels	1984		1983	
	\$		\$	
Ressources naturelles	5 514 126	\$	5 201 776	\$
Produits du pétrole raffiné	2 652 369		2 426 954	
Autres	888 787		610 295	
	9 055 282	\$	8 239 025	\$
Dépenses en immobilisations	1984		1983	
	\$		\$	
	969 455	\$	141 885	
	835 664		110 924	
	1 805 119		252 809	
	1 316 240	\$	1 030 048	\$

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses entreprises.

* Les dépenses en immobilisations sont présentées avant déductions des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

19. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1983 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

20. Engagements et passif éventuel

(a) Engagements

La Société a loué un certain nombre de navires de forage en mer avec tout équipement nécessaire pour des périodes de un à cinq ans. La Société utilise ces navires de forage au cours de la saison de forage canadienne et les loyers sont partagés avec les participants aux coentreprises. Les navires peuvent être sous-loués lorsqu'ils ne sont pas utilisés par la Société. La location brute de navires de forage en mer ainsi que les loyers annuels minimaux afférents au Centre Petro-Canada (note 5) et à d'autres contrats non résiliables sont estimés à 166 000 000 \$ en 1985, à 137 000 000 \$ en 1986, à 100 000 000 \$ en 1987, à 44 000 000 \$ en 1988, à 29 000 000 \$ en 1989 et à 14 000 000 \$ par année par la suite jusqu'en 2008.

(b) Passif éventuel

La Société est partie dans des litiges et réclamations découlant du cours normal des affaires. La direction est d'avis que les règlements éventuels n'auront pas d'effet significatif sur la situation financière de la Société.

18. Information sectorielle

La Société exerce son activité principalement dans les secteurs suivants:

Ressources naturelles

Exploration, mise en valeur et mise en production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de terrain, de soufre, de sables pétroliers, de charbon et de minéraux; extraction de liquides du gaz naturel; transport, distribution et marketing de liquides extraits du gaz naturel.

Les résultats d'exploitation par secteur commercial se présentent comme suit:

	1984	1983	1984	1983	1984	1983	1984	1983
Ventes aux clients	1 450 252	\$ 1 175 122	\$ 3 431 041	\$ 2 948 695	—	—	—	—
Transferts intersectoriels	88 572	216 016	—	(88 572)	(216 016)	—	—	—
Total des produits d'exploitation	1 538 824	1 391 138	3 431 041	2 948 695	(88 572)	(216 016)	—	—
Coûts incorporables et frais d'exploitation	534 472	467 705	2 809 601	2 551 819	(88 572)	(216 016)	3 255 501	2 803 508
Amortissement et épuisement	254 473	221 981	85 494	86 998	—	—	339 967	308 979
Taxes autres que les impôts sur le revenu	121 688	109 713	222 096	175 923	—	—	343 784	285 636
Total des charges d'exploitation	910 633	799 399	3 117 191	2 814 740	(88 572)	(216 016)	3 939 252	3 398 123
Bénéfice d'exploitation	628 191	\$ 591 739	\$ 313 850	\$ 133 955	—	—	942 041	725 694
Frais généraux et frais de marketing et d'administration	(407 442)	(345 744)	(358 892)	(248 966)	110 132	48 526	(27 944)	(20 918)
Provision pour impôts sur le revenu	110 132	48 526	(27 944)	(20 918)	(11 324)	5 823	—	(2 325)
Autre amortissement	—	—	—	—	—	—	—	—
Intérêt sur la dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	—
Participation minoritaire	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres intérêts	—	—	—	—	—	—	—	—
Bénéfice net avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	251 532	\$ 133 063	\$ 251 532	\$ 133 063	—	—	—	—

Les transferts intersectoriels sont comptabilisés à la valeur marchande.

Les revenus tirés du secteur des ressources naturelles

Les revenus tirés du secteur des produits du pétrole raffiné sont:

	1984	1983		1984	1983
Pétrole brut et liquides	867 366	\$ 799 582	Essence	1 813 981	\$ 1 545 048
Liquides extraits du gaz naturel	325 058	319 594	Distillats	1 025 140	872 508
Gaz naturel	284 522	238 220	Autres	591 920	531 139
Autres	61 878	33 742			
	1 538 824	\$ 1 391 138		3 431 041	\$ 2 948 695

14. Fonds de roulement tiré de l'exploitation

Le fonds de roulement tiré de l'exploitation se présente comme suit:

1984	251 532 \$	1983
Bénéfice net avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables		
Ajouter (déduire):		
Amortissement et épuisement	367 911	329 897
Impôts sur le revenu reportés	331 056	227 788
Bénéfice de participation, moins les dividendes reçus	(5 302)	(9 900)
Divers	(5 668)	(4 533)
	<u>939 529 \$</u>	<u>676 315 \$</u>

15. Variation des composantes du fonds de roulement d'exploitation

L'augmentation (la diminution) du fonds de roulement d'exploitation résulte des variations suivantes au cours de l'exercice:

Créances	40 018 \$	1984
Stocks	134 709	1983
Impôts sur le revenu recouvrables	(4 229)	
Dépôts et frais payés d'avance	2 720	
Comptes fournisseurs et charges à payer	(15 382)	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	(16 850)	
Fonds de roulement d'exploitation déficitaire obtenu à l'acquisition de Raffinage et Marketing BP Canada Limitée	—	8 143
	<u>140 986 \$</u>	<u>(34 485) \$</u>

16. Régimes de retraite

Selon les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite de la Société, les obligations non capitalisées pour les services antérieurs sont d'environ 54 000 000 \$ au 31 décembre 1984. Toutes les prestations accumulées, y compris celles acquises, au 31 décembre 1984 sont entièrement capitalisées.

17. Opérations d'importance avec des parties apparentées

La Société a des opérations avec le gouvernement du Canada et avec des institutions gouvernementales; ces opérations ont lieu dans le cours normal des affaires et, en conséquence, aux mêmes conditions qu'avec des parties non apparentées.

12. Taux autres que les impôts sur le revenu

Les taxes autres que les impôts sur le revenu sont les suivantes:

	1984	1983
Taxe de vente fédérale	184 508 \$	148 327 \$
Taxe sur les recettes gazières et pétrolières	118 536	106 850
Autres taxes	40 740	30 459
	<u>343 784 \$</u>	<u>285 636 \$</u>

13. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de 358 892 000 \$ (1983 - 248 966 000 \$) représente un taux réel de 59,3 p. cent (1983 - 66,2 p. cent) sur le bénéfice avant impôts de 605 463 000 \$ (1983 - 376 206 000 \$). Le calcul de la provision, qui requiert un rajustement du bénéfice avant impôts sur le revenu pour tenir compte des postes non imposables et non déductibles aux fins fiscales, se présente comme suit:

Bénéfice avant impôts sur le revenu	605 463 \$	376 206 \$
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	327 560	302 698
Abattements fédéraux		
Abattement pour ressources	(245 909)	(221 470)
Epuisement fiscal	(29 268)	(31 157)
Abattement pour stocks	(10 498)	(22 560)
Taxes sur les recettes pétrolières et gazières	118 536	106 850
Amortissement non déductible de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis à l'achat de filiales	83 566	63 966
Amortissement et épuisement non déductible	24 284	21 646
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(20 536)	(24 227)
Perte (gains) de change	(4 846)	8 846
Autres	291	2 066
Bénéfice rajusté avant impôts sur le revenu	<u>848 643 \$</u>	<u>582 864 \$</u>

Taux combiné d'impôts sur le revenu canadien fédéral et provinciaux à 46 p. cent (1983 - 46,9 p. cent) appliqué au bénéfice rajusté
Impôts provinciaux, déduction faite de l'abattement fédéral
Déduire rabais et crédits fiscaux
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement
Programme de dégrèvements provinciaux d'impôt sur le revenu
Crédits d'impôt pour la recherche scientifique
Provision pour impôts sur le revenu

358 892 \$	248 966 \$
(18 829)	(18 025)
(9 080)	(14 211)
(7 296)	(2 070)
<u>390 376 \$</u>	<u>273 363 \$</u>
3 721	9 909

10. Actions privilégiées rachetables

Les actions privilégiées rachetables, émises par une filiale à un groupe de banques à charte canadiennes, sont des actions privilégiées, sans droit de vote, à dividende cumulatif à taux variable. Les actions sont rachetables, au gré de la filiale, à 100 \$ US l'action, plus les dividendes accumulés. En 1984, la filiale a exercé son droit de racheter 700 000 actions (600 000 actions en 1983) en contrepartie de 70 000 000 \$ US (60 000 000 \$ US en 1983) et, au 31 décembre 1984, 11 200 000 actions étaient toujours en circulation.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son

droit de rachat des actions sur une période de neuf ans échéant le 31 décembre 1993, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à 100 \$ US chacune, plus les dividendes accumulés. Ces droits passent de 75 000 000 \$ US à 170 000 000 \$ US sur le reste de la période.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés selon le choix de la filiale, sur les taux de base des États-Unis, ou les taux interbanques des eurobanques de Londres. Le taux de dividende était d'environ 6 p. cent par an le 31 décembre 1984.

11. Capital

Autorisé

Globalement, le capital autorisé est le suivant:

(a) 71 188 actions ordinaires d'une valeur nominale de 100 000 \$ chacune.

(b) Actions privilégiées émises au gouvernement du

Canada; ces actions et tous les emprunts obtenus, et en cours, en provenance du Fonds du revenu consolidé du gouvernement du Canada ne doivent pas dépasser 1 000 000 000 \$.

Émis (au gouvernement du Canada)

	1984	1983
Actions ordinaires	Nombre d'actions	Nombre d'actions
Solde au début de l'exercice	27 633	21 221
Au comptant	4 250	3 675
En contrepartie des fonds reçus du compte de propriété canadienne	—	2 737
Solde à la fin de l'exercice	31 883	27 633
Actions privilégiées	—	—
Solde au début et à la fin de l'exercice	972 771 853	972 771 853
Total du capital à la fin de l'exercice	4 161 072 \$	3 736 072 \$

Les actions privilégiées ont une valeur nominale de 1 \$ chacune et sont rachetables au pair au gré de la Société; elles ne comportent aucun taux de dividende déclaré et le dividende n'est pas cumulatif.

La dette à long terme comporte:

6. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1984		1983
	Amortissement et épuisement accumulés	Net	Net
Pétrole et gaz			
– Au Canada	3 748 266 \$	3 098 566 \$	3 024 133 \$
– Régions éloignées	1 139 088	924 198	778 585
– Régions éloignées	142 824	82 603	60 977
À l'étranger	1 602 230	1 393 268	1 361 741
Sables bitumineux			
Projet Synchrude et concessions	574 653	500 706	484 610
afférentes			
Autres concessions de sables			
bitumineux et dépenses	265 052	215 261	162 997
s'y rapportant	183 765	132 800	134 418
Liquides extraits du gaz naturel	337 463	257 964	240 228
Autres immobilisations	7 993 341 \$	6 605 366 \$	6 247 689 \$
	1 387 975 \$		

* Le coût est indiqué déduction faite des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

7. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

	1984		1983
Au prix coûtant			
Frais d'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux	41 511 \$		
Moins portion afférente aux sables bitumineux qui seront exploitées dans l'année	10 730	7 734	
Projet Gaz polaire	30 781	30 474	
	18 651	17 626	
Au prix amorti			
Programme de redésignation du réseau de marketing	35 274	30 202	
Redressement de conversion de la dette à long terme	9 085	—	
Autres	5 415	360	
	99 206 \$	78 662 \$	

5. Placements

Les placements de la Société se présentent ainsi:

À la valeur de consolidation		
Centre Petro-Canada		
Westcoast Transmission Company Limited		
Sedpex Inc.		
Autres		
Au prix coûtant		
Fonds réservées à des fins d'appel d'offres (note 3)		
Hypothèques et autres placements		
Canertech Inc.		
1984	1983	
222 505 \$	86 353 \$	
176 984	173 949	
20 952	18 133	
4 418	4 247	
131 879	—	
43 114	29 587	
599 852 \$	312 269 \$	

Centre Petro-Canada

Au 31 décembre 1984, la Société détenait une participation de 50 p. cent dans une co-entreprise qui est propriétaire du Centre Petro-Canada, un complexe de bureaux de Calgary. La Société a conclu un contrat de location à long terme en vue d'occuper une partie du complexe (note 20) et a garanti une tranche de 64 500 000 \$ de la dette à long terme afférente à ce complexe.

Westcoast Transmission Company Limited («Westcoast»)

Au 31 décembre 1984, la Société détenait 31,2 p. cent du total des actions ordinaires en circulation de la Westcoast. La valeur attribuée au placement dans la Westcoast lorsqu'il a été acquis par la Société et le prix des achats d'actions subséquents excédaient la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de la Westcoast.

La Westcoast est une société de services d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes des frais du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Aux 31 décembre 1984 et 1983, la valeur à la cote du placement de la Société dans la Westcoast était de 190 924 000 \$.

Canertech Inc. («Canertech»)

Les comptes de Canertech Inc., une filiale en propriété exclusive, ont été exclus de la consolidation car on a l'intention ferme de se défaire du placement dans cette filiale. La Société a constitué Canertech en 1981 afin de mettre en valeur des sources d'énergie de remplacement à la demande expresse du gouvernement canadien. Celui-ci avait alors fait connaître son intention d'acheter le placement de la Société au prix coûtant et de transformer la Canertech en société d'état autonome. Au cours de 1984, le gouvernement a ordonné à la Société d'effectuer la dissolution de la Canertech. Le placement de la Société dans la Canertech est inscrit aux livres au coût initial de 1 \$.

3. Acquisitions

(a) Produits Petro-Canada Inc. («Produits»)

Aux termes d'un appel d'offres daté du 28 février 1983, la Société s'est engagée à acquérir toutes les actions portant droit de vote et ne portant pas droit de vote de Produits (anciennement Raffinage et Marketing BP Canada Limitée) en contrepartie de 419 805 000 \$ (y compris les frais estimatifs). Le 1^{er} mars 1983, la Société s'est portée acquéreur de la totalité des actions avec droit de vote et de 9,4 p. cent des actions sans droit de vote en contrepartie de 121 586 000 \$ en espèces et charges à payer. Au cours de 1984, la Société a acquis une tranche supplémentaire de 0,4 p. cent des actions sans droit de vote en circulation en contrepartie de 1 165 000 \$

en espèces, portant ainsi sa participation à 9,8 p. cent des actions sans droit de vote. En vertu de cette offre, la Société a convenu d'acheter en 1985 le solde des actions sans droit de vote en circulation, et ce, à des prix qui tiendront compte d'une augmentation par rapport au prix initial en fonction d'un facteur d'intérêt. Conséquemment, la participation minoritaire est établie au coût estimatif d'acquisition de toutes les actions sans droit de vote en circulation qui n'ont pas encore été acquises par la Société. Le détail de l'acquisition qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple se présente comme suit:

508 123 \$	
(378 732)	
129 391	
290 414	286 089 \$
419 805	4 325
297 054	
122 751 \$	

Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif net acquis:
Raffinage et marketing
Dette à long terme
Actif net acquis à la valeur attribuée
Participation minoritaire au 31 décembre 1984 (note 9)
Contrepartie au 31 décembre 1984

Au cours de la période du 1^{er} janvier au 20 février 1985, la Société se portait acquéreur d'une tranche supplémentaire de 87,4 p. cent des actions sans droit de vote en circulation pour une contrepartie en numéraire de 288 275 000 \$, augmentant ainsi sa participation à 97,2 p. cent des actions sans droit de vote. Les fonds provenaient des fonds réservés à des fins d'appel d'offres, soit 123 000 000 \$ (note 5) et d'une émission de titres d'emprunt à long terme de 165 275 000. L'offre demeure valide jusqu'au 25 février 1985, et la Société a l'intention de racheter, au plus tard le 27 mai 1985, les actions non acquises en vertu de l'offre, à 15,34 \$ l'action.

(b) Panarctic Oils Ltd. («Panarctic»)

Au cours de 1984, la Société a encore acheté des actions ordinaires de la Panarctic Oils Ltd. en contrepartie des dépenses d'exploration engagées, ce qui a eu pour effet de maintenir sa participation à 54,4 p. cent des actions ordinaires en circulation.

1984	1983
768 774 \$	601 100 \$
76 941	109 906
845 715 \$	711 006 \$

Les stocks se composent de:

Pétrole brut, produits raffinés et marchandises
Matériaux et fournitures

4. Stocks

Note 1. (suite)

travaux. Lorsque l'on a terminé les études menant au lancement de travaux ou à l'amélioration d'un projet existant, les dépenses connexes sont vitées aux immobilisations et imputées aux résultats sur la vie utile estimative des travaux ou, autrement, tous les frais connexes sont imputés aux résultats à ce moment.

Certains des frais relatifs au programme de redésignation du réseau de marketing de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur les périodes au cours desquelles on prévoit réaliser un bénéfice.

(g) Programme canadien d'indemnisation pétrolière

En vertu du programme d'indemnisation pétrolière, le gouvernement fédéral assume une part des frais reliés au pétrole consommé au Canada au profit des importateurs admissibles, pourvu que les prix de certains produits ne soient pas supérieurs aux niveaux recommandés par le gouvernement. L'indemnisation versée en vertu du programme est inscrite comme réduction des achats de pétrole brut et de produits. Le gouvernement fédéral offre également une indemnisation aux producteurs de pétrole brut synthétique. L'indemnisation qui est versée à la société pour sa quote-part de production du projet Syncrude est incluse dans les produits d'exploitation.

(h) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions nécessaires pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des frais d'exploration et de mise en valeur et d'autres frais qui diffèrent des montants imputés aux résultats dans les états financiers. La Société comptabilise les

2. Modification de convention comptable

En date du 1^{er} janvier 1984, la Société a modifié sa méthode de comptabilisation des devises étrangères, conformément aux recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (note 1 i). Antérieurement, la dette à long terme remboursable en devises étrangères était convertie aux taux de change en vigueur lorsque la dette avait été contractée

crédits d'impôt à l'investissement selon la méthode d'imputation à l'exercice.

(i) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme, sauf les stocks et les frais payés d'avance, le passif à court terme et la dette à long terme sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan. L'actif à long terme, les stocks, les frais payés d'avance, les impôts sur le revenu reportés et les actions privilégiées rachetables sont couverts aux taux en vigueur à la date de chacune des opérations en cause. Les postes de produits et de charges sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice, à l'exception de l'amortissement, corporel et incorporel, et de l'actif à été acquis.

Les gains et les pertes de change qui en résultent sont portés aux résultats, à l'exception des gains et pertes de change non réalisés afférents à la conversion de la dette à long terme, lesquels sont reportés et amortis sur le terme restant de la dette.

Les exploitations étrangères sont considérées comme étant intégrées et sont donc converties de la façon mentionnée plus haut.

(j) Régimes de retraite

Les frais des prestations de retraite pour les services courants des employés sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accroissent. Les frais découlant de modifications apportées aux régimes en ce qui a trait aux services des employés au cours d'exercices antérieurs ainsi que les insuffisances sont capitalisés conformément aux lois pertinentes régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

et les gains et pertes de change étaient portés aux résultats lorsqu'ils étaient réalisés. L'effet de ce changement sur les résultats de l'exercice en cours n'est pas significatif; une charge reportée de 9 085 000 \$ a toutefois été comptabilisée au 31 décembre 1984 (note 7).

Cette modification n'aurait pas modifié les résultats de 1983 de façon significative, et a été appliquée prospectivement.

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada, un agent de sa Majesté du chef du Canada, et de toutes ses filiales (la «Société») à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 5. L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis et est amorti sur la durée utile de cet actif.

(b) Stocks

Les stocks sont évalués au prix coûtant ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(c) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la valeur de consolidation et les placements à long terme, selon la valeur d'acquisition.

(d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les frais se rapportant à l'exploitation et à l'exploitation des réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces frais incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexploités, les frais de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploitation. La Société applique un «critère de plafonnement» aux frais capitalisés de chaque centre de frais productif afin d'assurer que ces frais ne dépassent pas les produits nets estimatifs devant être tirés de la production obtenue des réserves prouvées et ce, en termes de coûts et de frais d'exploitation actuels, plus la juste valeur marchande estimative des gisements non évalués.

On a établi des centres de frais séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, le projet Syncrude, pour chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et pour les autres concessions de sables bitumineux.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction. La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relativement au pétrole et au gaz

(e) Amortissement et épuisement

Les frais annuels engagés dans les centres de frais des régions autres que les régions éloignées du Canada, dans le Projet Syncrude et dans les centres de frais des régions étrangères productives sont amortis ou épuisés séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement basé sur les estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz récupérable. Pour fins de calcul de l'amortissement et de l'épuisement, la production de gaz naturel et les réserves sont converties en unités équivalentes de pétrole brut basées sur le contenu énergétique relatif de chaque produit.

Les frais annuels engagés dans les autres centres de frais sont amortis selon la méthode linéaire durant toute la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration de ces régions.

Quand l'exploration s'avère fructueuse, c'est-à-dire quand des réserves de qualité commerciale sont mises à jour, on interrompt l'amortissement et on calcule l'épuisement du solde non amorti du centre de frais selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement une fois que la production a débuté. Lorsque les résultats de l'exploration s'avèrent négatifs, le solde non amorti de ce centre est alors imputé aux résultats.

L'amortissement des autres immobilisations se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire comme il convient. L'amortissement linéaire annuel varie de 2,0 p. cent à 25,0 p. cent.

(f) Charges reportées

Les frais relatifs à l'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux qui feront l'objet d'exploitation dans les années à venir sont reportés et seront imputés aux résultats lorsque lesdits sables bitumineux seront exploités.

La Société reporte les frais engagés pour les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et aux travaux d'ingénierie préliminaires relativement aux activités de transport, de production et à d'autres

(en milliers de dollars)

1984	1983
Fonds autogénérés	
Fonds de roulement provenant de l'exploitation (note 14)	676 315 \$
Produit de la vente d'immobilisations	41 911
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	28 844
Fonds autogénérés	747 070
Activités de placement	
Acquisition de Raffinage BP Canada Limitée	115 781
Moins l'encaisse obtenue	(24 695)
—	91 086
Dépenses affectées aux immobilisations	1 151 820
Subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier	(380 304)
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation (note 15)	140 986
Augmentation (diminution) des placements, montant net	282 103
Augmentation des charges reportées, montant net	14 196
(Augmentation) diminution de la participation minoritaire dans des filiales	(1 859)
1 206 942	1 056 604
Activités de financement et dividendes	
Emission d'actions ordinaires	642 917
Dividendes des actions privilégiées rachetables	(86 379)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	404 289
Réduction de la dette à long terme	—
Rachat d'actions privilégiées rachetables	(59 554)
(92 435)	(74 664)
172 928	336 222
Augmentation (diminution) de l'encaisse	(22 765)
Encaisse au début de l'exercice	28 896
Encaisse à la fin de l'exercice	32 819 \$
55 584	55 584 \$

	Bénéfices non répartis au début de l'exercice	
	1984	212 027 \$
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	251 532	116 548
Dividendes des actions privilégiées rachetables	(100 083)	(86 379)
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables	151 449	30 169
Redressement de change sur le rachat des actions privilégiées rachetables (note 10)	(10 430)	(4 374)
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice		353 046 \$
	1983	186 232 \$

Produits		
Exploitation	4 881 293 \$	4 123 817 \$
Produits des investissements et produits divers	110 132	48 526
	<u>4 991 425</u>	<u>4 172 343</u>
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 780 170	2 410 131
Production et raffinage	475 331	393 377
Frais généraux et frais de marketing et d'administration	407 442	345 744
Amortissement et épuisement	367 911	329 897
Taxes autres que les impôts sur le revenu (note 12)	343 784	285 636
Intérêt sur la dette à long terme	11 324	29 027
Autres intérêts	—	2 325
	<u>4 385 962</u>	<u>3 796 137</u>
Bénéfice avant les postes ci-dessous	605 463	376 206
Provision pour impôts sur le revenu (note 13)	331 056	227 788
Reportés	27 836	21 178
Exigibles	358 892	248 966
	<u>246 571</u>	<u>127 240</u>
Participation minoritaire	4 961	5 823
Bénéfice avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	251 532	133 063
Postes extraordinaires	—	16 515
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	251 532	116 548
Dividendes des actions privilégiées rachetables (note 10)	100 083	86 379
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables	<u>151 449 \$</u>	<u>30 169 \$</u>

Passif et avoir de l'actionnaire		
Passif à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	807 913 \$	792 531 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	47 102	30 252
	<u>855 015</u>	<u>822 783</u>
Dette à long terme (note 8)	109 947	158 156
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	173 436	153 170
Participation minoritaire dans les filiales (note 9)	419 813	422 915
Impôts sur le revenu reportés	1 608 412	1 277 356
Actions privilégiées rachetables (note 10)	1 312 080	1 394 085
Capital (note 11)	4 161 072	3 736 072
Surplus d'apport	62 461	62 461
Bénéfices non répartis	353 046	212 027
	<u>4 576 579</u>	<u>4 010 560</u>
	<u>9 055 282 \$</u>	<u>8 239 025 \$</u>

Actif		
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	32 819 \$	55 584 \$
Comptes clients	827 894	787 876
Stocks (note 4)	845 715	711 006
Impôts sur le revenu récupérables	23 036	27 265
Dépôts et frais payés d'avance	21 394	18 674
	<u>1 750 858</u>	<u>1 600 405</u>
Placements (note 5)	599 852	312 269
Immobilisations, montant net (note 6)	6 605 366	6 247 689
Charges reportées (note 7)	99 206	78 662

<u><u>9 055 282 \$</u></u>	<u><u>8 239 025 \$</u></u>
----------------------------	----------------------------

Approuvé au nom du Conseil

[Signature]
 administrateur

[Signature]
 administrateur

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La direction est responsable des autres renseignements contenus dans le rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La direction est aussi responsable d'implanter et de tenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la fiabilité des renseignements financiers produits. La Société bénéficie en outre d'un service de vérification interne qui a entre autres fonctions celle d'évaluer le système de contrôle interne afin d'assurer que celui-ci est adéquat et qu'il fonctionne convenablement. Le Conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le Conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société. Le comité rencontre la direction, les

Rapport des vérificateurs

A l'honorable Patricia Carney, c.p., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1984 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1984 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus et, à l'exception de la modification de la méthode de comptabilisation de la conversion des devises étrangères, dont il est question à la note 2 des états financiers consolidés, ces principes comptables ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

vérificateurs internes et les vérificateurs externes pour s'assurer que les responsabilités sont convenablement assumées et pour examiner les états financiers. Les vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société, des sondages et des procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement. Les vérificateurs externes ont pleinement accès au comité de vérification du Conseil d'administration.

Nous sommes en outre d'avis que les activités de la Société et de ses filiales en propriété exclusive consolidées venues à notre connaissance au cours de notre vérification des états financiers consolidés de Petro-Canada étaient sous tous les aspects importants conformes à la Loi sur l'administration financière et aux règlements adoptés sous son empire, à la charte et aux règlements de la Société et de ses filiales en propriété exclusive consolidées et à toutes directives données à la Société.



Boat, Marwick, Mitchell & Cie

Comptables agréés

Calgary, Canada
Le 20 février 1985

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations ont atteint 1 152 000 000 \$, soit 13 pour cent de plus qu'en 1983. Les dépenses d'exploration pétrolière et gazière ont été de 734 000 000 \$.

Ce montant se ventile ainsi:

565 000 000 \$ dans les régions éloignées du Canada, principalement dans le plateau de la Nouvelle-Ecosse, les Grands bancs et les régions de la Mer de Beaufort et du delta du Mackenzie; et 156 000 000 \$ dans l'ouest du Canada et les Territoires du Nord-Ouest. Les dépenses au titre du forage d'aménagement, des installations de production et des projets de récupération améliorée ont atteint 224 000 000 \$ et comprennent des programmes importants d'immobilisations dans les terrains pétrolières conventionnels de Bellshill Lake, de Valhalla et de Caroline, en Alberta. La quote-part de la Société dans les dépenses en immobilisations sur place du projet de sables bitumineux de

Dépenses en immobilisations

Wolf Lake, au nord-est de l'Alberta se chiffrait à 57 000 000 \$. Les dépenses en immobilisations hors dépenses ont atteint 129 000 000 \$ et comprennent une somme de 52 000 000 \$ consacrée à l'usine témoin CANMET de la raffinerie de la Société, à Montréal.

Quoiqu'elle ne doive pas bénéficier de financement de participation de la part du gouvernement canadien en 1985, la Société croit que les fonds autogénérés permettront de réaliser un programme de dépenses en immobilisations de même envergure que celui de 1984.

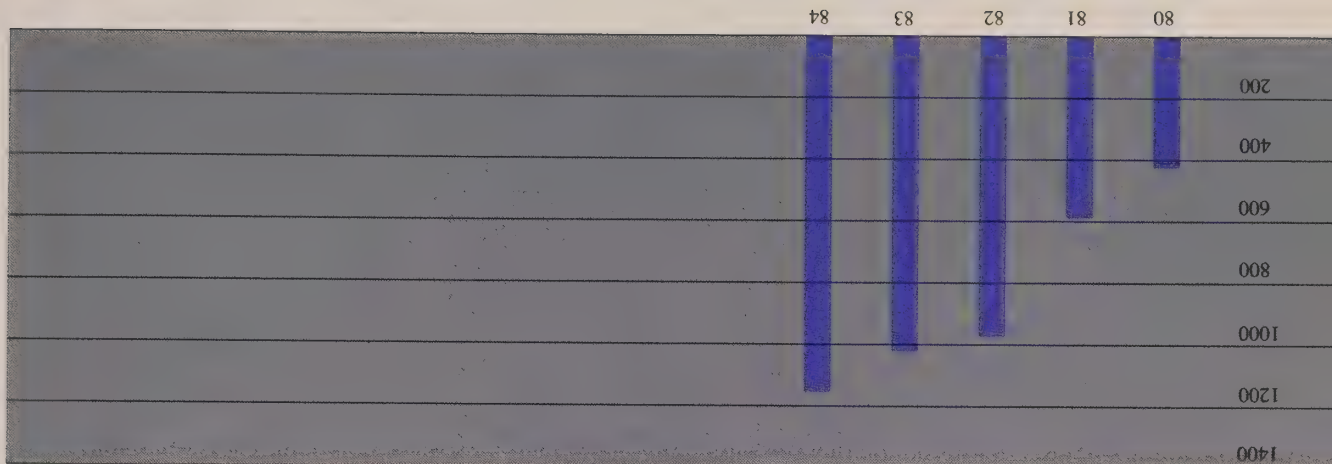
Actif net

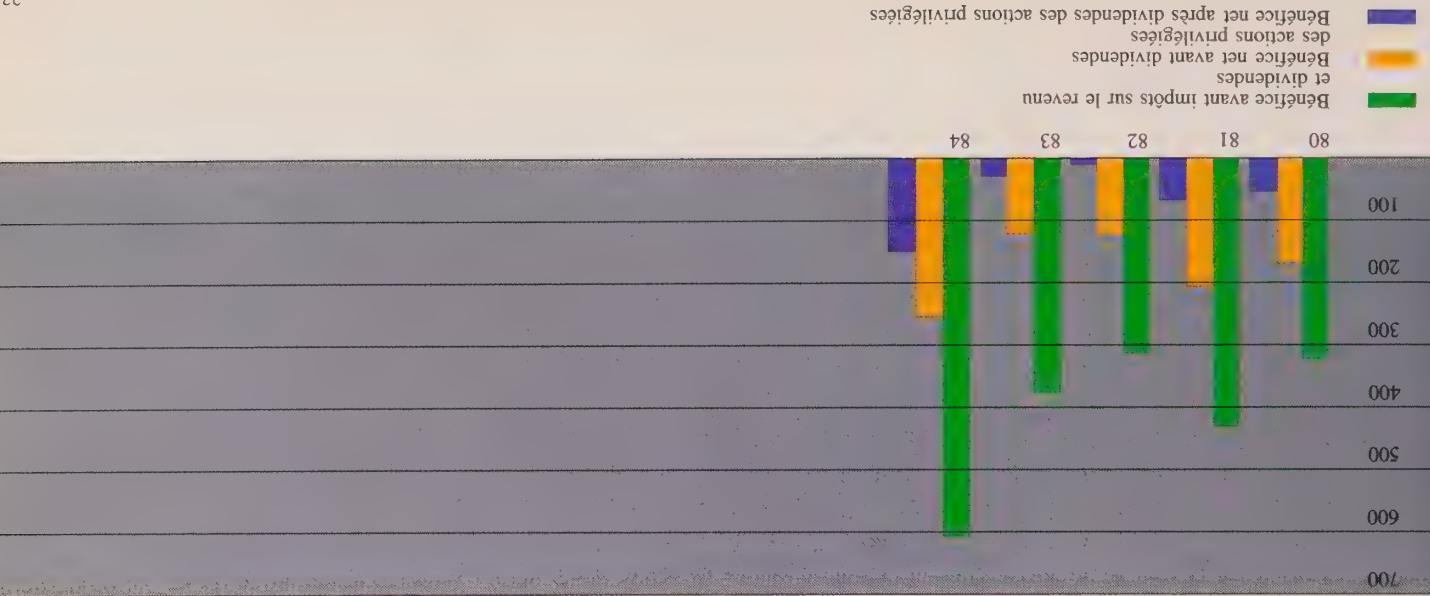
L'actif consolidé de la Société atteignait 9 055 000 000 \$ au 31 décembre 1984 et se ventillait ainsi: placements, 600 000 000 \$; immobilisations, 6 605 000 000 \$; et frais reportés, 99 000 000 \$. Les déductions au titre du passif, des impôts sur le revenu reportés, de la participation minoritaire dans les filiales et des actions privilégiées

émises par Petro-Canada Inc. ont donné lieu à un actif net de 4 577 000 000 \$, soit la participation du gouvernement du Canada dans la Société.

La société Dominion Securities Pitfield Limited ("DSP") a publié en octobre 1984 un rapport intitulé «Petro-Canada, an Examination of its Position in the Canadian Oil Industry». Ce rapport décrit les activités et la situation financière de la Société et établit des comparaisons entre Petro-Canada et ses principaux concurrents. DSP a estimé la valeur de l'avoir de l'actionnaire à 6 600 000 000 \$ environ, ce qui est de loin supérieur aux 4 000 000 000 \$ environ qui représentent la participation du gouvernement du Canada dans la Société. Le rapport DSP illustre bien l'intérêt croissant que portent les investisseurs à Petro-Canada à titre de membre important de l'industrie énergétique canadienne.

Dépenses en immobilisations
(en millions de dollars)





Bénéfice
(en millions de dollars)

méthode:

Le bénéfice avant impôts et dividendes des actions privilégiées a atteint 605 000 000 \$, en hausse de 229 000 000 \$ ou 61 pour cent sur 1983. Le bénéfice net avant dividendes a atteint 252 000 000 \$, soit une hausse de 135 000 000 \$ ou 16 pour cent sur l'exercice précédent. Le bénéfice net après dividendes a été de 151 000 000 \$, contre 30 000 000 \$ en 1983. Au cours de 1984, la Société a mis en place des méthodes de ventilation des frais généraux et des impôts sur le revenu qui permettent de mesurer les résultats par secteur commercial avec plus de précision. Le tableau qui suit donne les résultats de 1984 des deux secteurs commerciaux de la Société selon cette nouvelle

* Aucune ventilation par secteur n'a été faite pour tenir compte des charges financières.

Ressources	(en millions de dollars)		Produit d'exploitation	Coûts des produits et frais d'exploitation	Amortissement et épuisement	Taxes autres que les impôts sur le revenu	Bénéfice d'exploitation	Frais de marketing, d'administration et frais divers, net	Impôts sur le revenu	Bénéfice net*
	Produits du pétrole raffiné	naturelles								
	3 431 \$	1 539 \$			(2 810)	(534)		(255)	(85)	
			(222)	628		(122)		(53)	(361)	214 \$
				314		(277)		(27)		

Fonds autogénérés

La Société a connu en 1984 de nouveaux sommets aux titres du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides extraits du gaz naturel. Cette production ainsi que les marges améliorées dans le secteur des produits du pétrole raffiné nous ont permis de connaître des résultats inégales en termes de fonds autogénérés et de bénéfice. Les fonds autogénérés ont atteint 1 011 000 000 \$, soit une hausse de 264 000 000 \$ ou 35 pour cent sur 1983. Une fois déduits les dividendes des actions privilégiées, les fonds disponibles pour réinvestissements et remboursement de la dette se sont chiffrés à 911 000 000 \$, soit une hausse de 38 pour cent sur les 661 000 000 \$ atteints en 1983.

Fonds autogénérés
(en millions de dollars)

Fonds disponibles
pour le réinvestissement et
le remboursement de la dette
(en millions de dollars)

La production tirée des ressources naturelles a compté pour environ 80 pour cent des fonds autogénérés de la Société. La plupart des décisions d'investissement de la Division des Ressources naturelles sont fondées sur les fonds autogénérés, l'accent étant mis sur le rendement de l'investissement en termes de liquidités. Les fonds autogénérés sont de beaucoup supérieurs au bénéfice car dans le calcul de ce dernier, il faut déduire des montants importants au titre d'éléments qui ne demandent pas de décaissements. Parmi ces éléments, on compte l'amortissement, l'épuisement et les impôts sur le revenu reportés. En ce qui a trait aux impôts reportés, notons que l'on impute aux résultats toutes les provisions requises au titre des impôts sur le revenu; les dépenses en immobilisations afférentes à l'exploration et le développement donnent lieu toutefois à des déductions qui permettent de reporter le versement des impôts sur le revenu à des périodes futures. Petro-Canada exerce des activités d'exploration de grande envergure et engage d'énormes dépenses en immobilisations; le montant des impôts sur le revenu reportés et imputés aux résultats est donc élevé, se chiffrant à 331 000 000 \$ en 1984.

Petro-Canada est d'avis que puisqu'il faut déduire des montants importants au titre d'éléments qui ne demandent pas de décaissements. Parmi ces éléments, on compte l'amortissement, l'épuisement et les impôts sur le revenu reportés. En ce qui a trait aux impôts reportés, notons que l'on impute aux résultats toutes les provisions requises au titre des impôts sur le revenu; les dépenses en immobilisations afférentes à l'exploration et le développement donnent lieu toutefois à des déductions qui permettent de reporter le versement des impôts sur le revenu à des périodes futures.

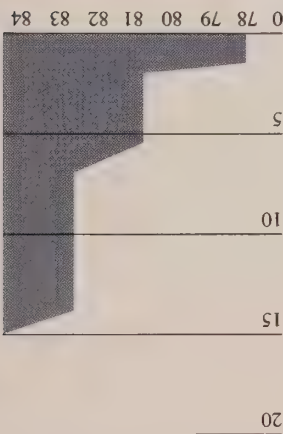


**Résultats
records
pour l'auto-
financement
et le bénéfice**



Si le volume des ventes a décliné, la part de Petro-Canada à la confiance sur le marché national de l'essence au détail s'est par contre améliorée grâce à des acquisitions et ventes de Petro-Canada

Part de Petro-Canada sur le marché des ventes au détail



L'image de la Société rehaussée par une participation à la vie collective
Petro-Canada a d'excellentes occasions de montrer qu'elle représente une personne morale consciencieuse. Sa participation à des manifestations de tous ordres (sports, sécurité et activités régionales) lui a permis d'acquérir une forte notoriété en 1984. Ainsi, près de 800 concessionnaires de Petro-Canada commanditent, dans le cadre d'un engagement à long terme, des équipes locales de jeunes joueurs de soccer.

Une forte identité canadienne et un souci aigu de la clientèle favorisent notre conquête du marché

Le client fait confiance au symbole familier de Petro-Canada
À la fin de 1984, le symbole de Petro-Canada était affiché d'un bout à l'autre du pays dans 2 485 stations-service et dans des centaines d'agences et de concessions. Les établissements de Petro-Canada ont servi 15 pour cent de la clientèle des consommateurs d'essence au pays.

Des promotion de qualité à l'avantage de la clientèle
Nombreux sont les Canadiens qui font confiance aux stations-service de Petro-Canada à cause de leur identité canadienne. Mais pour continuer à mériter la loyauté de cette clientèle, Petro-Canada lui offre des produits de première qualité et un service efficace. En 1984, le lancement de campagnes de promotion destinées à offrir des avantages aux clients a représenté un élément essentiel des stratégies commerciales de la Société.

Des programmes pour favoriser la motivation et la compétence des concessionnaires et des agents
Un large éventail de programmes a été déployé afin de répondre aux besoins de formation des concessionnaires et des agents et afin de les encourager à bien servir le client. Au nombre de ces programmes figurent le Club Excellence et les Tournees de la Fierté. En complément de ces programmes, de vastes efforts de modernisation des installations permettent l'amenagement d'un cadre de service de première qualité.

témoigne ainsi de sa confiance dans la compétence de la petite entreprise pour offrir à sa clientèle un service de qualité.

La commercialisation de la technologie expérimentale de valorisation CANMET
L'usine-pilote CANMET en cours d'aménagement à la raffinerie de Montréal donne lieu à la commercialisation d'un procédé à la fois nouveau et prometteur pour la valorisation des combustibles résiduels lourds. Encouragée par les résultats obtenus en laboratoire avec une unité-pilote, Petro-Canada a décidé de réaliser une installation d'une capacité de 800 mètres cubes par jour pour démontrer la possibilité d'exploiter commercialement le procédé. L'aménagement de cette installation fournit de l'emploi pour environ 800 années-personnes, en plus d'accroître la compétence canadienne dans le domaine des études et de l'ingénierie des procédés. Cette réalisation, dont le contenu canadien s'élève à 90 pour cent, produit des retombées économiques importantes pour les Canadiens. Ainsi, au lieu d'importer de l'étranger deux réservoirs sous pression à parois épaisses pour l'usine CANMET, Petro-Canada en a confié la construction à deux entreprises canadiennes, qui ont mis leurs compétences en commun. Une fois que le procédé CANMET aura fait la preuve de sa viabilité commerciale, de vastes horizons s'ouvriront à Petro-Canada et aux entreprises canadiennes qui concevront et construiront l'unité de démonstration pour la commercialisation de cette technologie à l'étranger.

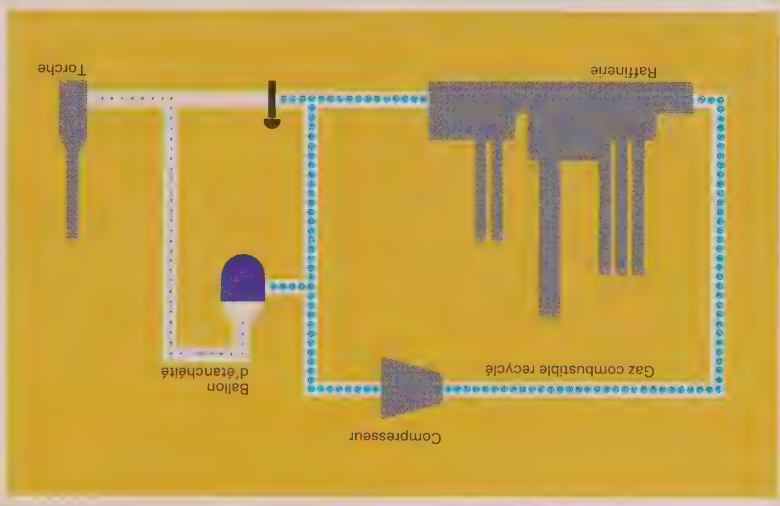
Une nouvelle
entreprise en
participation pour
la vente du mazout
domestique.



**Au coeur de
nos stratégies
de marketing:
le client**

Le programme
auraient été brûlés
d'économies
raffineries a
consiste à recycler
des produits qui

pression.



pour la livraison et la réception
des produits, à cette usine aupa-
vant prisonnière du transport
terrestre. Il permet en outre à
Petro-Canada d'acheminer plus
facilement les produits semi-
raffinés entre Montréal et Oakville.
En plus de ces investissements,
la Société étudie à l'heure actuelle
la possibilité d'automatiser et
d'informatiser davantage ses raf-
fineries.

L'innovation et l'esprit d'entreprise
dominent la démarche gestionnelle
de Petro-Canada

pour cent. Des économies substan-
tielles ont été réalisées en favori-
sant la modération de la consom-
mation énergétique et en surveillant
plus étroitement les activités des
raffineries, afin de veiller au
maintien de conditions d'exploita-
tion optimales.

Le succès remporté dans la mise
en oeuvre de téléysystèmes de
gestion du crédit a permis
d'accroître les économies d'ordre
administratif et d'accélérer le taux
de rotation des comptes clients.

**Des investissements soutenus pour
améliorer le rendement des raffineries**

Petro-Canada améliore sans cesse
ses raffineries afin d'en aug-
menter la souplesse et l'efficacité.
Ainsi, ces installations pourront
transformer un plus large éventail
de pétroles bruts, mieux répondre
à l'évolution de la demande des
produits sur le marché, et fabriquer
plus d'essence et de distillat par
unité de brut admis.

Pour améliorer la capacité de
valorisation des combustibles
lourds résiduels à la raffinerie de
Montréal, une usine-pilote d'hydro-
craquage CANMET est en voie
d'aménagement et sera intégrée à
la raffinerie. Une fois mise en
service, à la fin de 1985, cette
installation de 114 millions de
dollars permettra à la raffinerie
de produire des hydrocarbures plus
légers à partir de pétroles bruts
plus lourds et moins chers, ou de
plus petites quantités de brut de
grande qualité.

Le projet de remplacement du
craqueur catalytique actuel de la
raffinerie montrealaise devrait être
également achevé à la fin de 1985.
La nouvelle unité de craquage
sera beaucoup plus économe
d'énergie et pourra fabriquer une
plus vaste gamme de produits.
Elle permettra également à la
raffinerie de mieux répondre aux
besoins du marché, notamment
en ce qui concerne l'abaissement
de la teneur en plomb de l'essence.
De plus, le nouveau craqueur
catalytique sera beaucoup plus
propre et respectera parfaitement
les règlements officiels en matière
d'écologie.

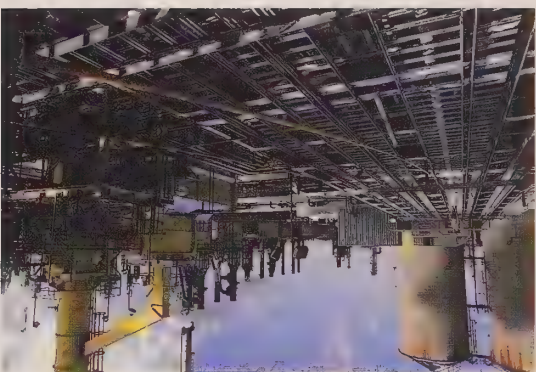
À la raffinerie d'Oakville, Petro-
Canada a acheté et remis à neuf
un quai tout proche. Ce quai
ouvre de nouvelles perspectives,

Une collaboration avec l'entreprise
privée raffermira notre présence sur
le marché du mazout domestique

Dans l'Est et dans le Centre du
pays, la Société participe à
plusieurs coentreprises de distri-
bution du mazout domestique. Cette
décision a été prise pour réagir à
la contraction du marché du
mazout. Elle a en plus pour effet
de confier le contrôle des agences
de mazout domestique de la Société
à de nouvelles entreprises en par-
ticipation exploitées comme des
sociétés du secteur privé. En
compartie, Petro-Canada garde
une participation substantielle dans
ces entreprises. La Société peut
ainsi compter sur un accroissement
de son volume des ventes et
s'assurer une meilleure présence
sur le marché.

**Le principe de la petite entreprise
appliqué à la gestion des stations-
service**

L'esprit d'entreprise est essentiel
à la bonne gestion des stations-
service. Nombreux sont les établis-
sements que la Société, qui en
était propriétaire et exploitante, a
cédés à l'entreprise privée. À
l'exemple des coentreprises de
mazout domestique, Petro-Canada



*Investir
dans les
raffineries
pour en
améliorer
le rendement*



Pleins feux sur les Produits Petro-Canada

mini-sous-marin à la fine pointe de la technologie utilisé dans le cadre de nos activités sur la côte Est, a été créé et construit par une société dont le siège est à Vancouver.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, le Programme d'exploration de Petro-Canada dans la vallée du Mackenzie a apporté des avantages à la collectivité de cette région. La Société a réalisé des programmes de recrutement et de formation qui ont permis à des autochtones d'accéder à environ la moitié des postes au sein des équipes sismiques et aux trois quarts des

L'expansion des projets relatifs au charbon dépend de celle des marchés

Les travaux d'ingénierie se sont poursuivis au Projet charbonnier

Monkman de Petro-Canada, une mine de charbon métallurgique à ciel ouvert située dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. En août 1984, l'Agence d'examen de l'investissement étranger approuvait la soumission d'une firme japonaise relativement à une participation dans l'avoir du projet. Le gouvernement provincial approuvait en 1982 la construction d'une mine pouvant produire 3,3 millions de tonnes de charbon par année. Petro-Canada et ses associés du Projet attendent donc que les marchés internationaux du charbon s'améliorent avant de procéder à la construction des installations.

Soutien de la concurrence et amélioration de la rentabilité dans un contexte commercial précaire

Les marges d'exploitation en hausse spectaculaire en 1984

Au cours de l'exercice, la division des Produits Petro-Canada a inscrit des marges d'exploitation records, en adoptant des stratégies de gestion visant à accroître l'efficacité et à mieux soutenir la concurrence dans un contexte commercial précaire. Dans une industrie qui subit le flottement des prix des produits, des frais élevés des matières premières et des coûts établis importants, toutes les activités doivent se dérouler dans le plus grand souci d'économie.

Des mesures d'économies qui dépassent l'objectif

Afin de raffermir nos marges d'exploitation actuelles et de

conforter notre situation vis-à-vis de la concurrence, la division des Produits a réalisé en 1984 un vaste programme d'économies. À la fin de l'exercice, les résultats de ce programme se situaient au-delà des prévisions. Ce programme comprenait quatre volets: le réaménagement du personnel, la rationalisation des établissements de détail, l'amélioration du rendement des raffineries et une gestion du crédit plus efficace.

Le réaménagement du personnel a consisté à apporter à un effectif déjà sans excédent des changements visant à améliorer la productivité. Le chiffre d'affaires par employé a progressé de 11 pour cent sur 1983. Il s'agit d'un progrès considérable, dans une industrie où les volumes de ventes sont en baisse.

Notre programme d'économies a également porté sur la rationalisation des établissements de détail.

Le troisième aspect de notre programme d'économies a consisté à améliorer le rendement des raffineries de Petro-Canada à Montréal au Québec, Oakville en Ontario, et à Taylor en Colombie-Britannique, de même qu'à la raffinerie de Port Moody, dans cette dernière province, où la Société a une participation de 49

À la raffinerie de Montréal, une nouvelle réalisation à la fine pointe du progrès accroîtra la capacité de valorisation des combustibles résiduels lourds.



déjà injecté d'eau a été mise à l'épreuve; les avantages relatifs des méthodes d'injection d'oxygène et d'air ont eux aussi été éprouvés. Ces preuves ont produit des résultats positifs, et un chantier pilote de combustion in situ par oxygénation a été lancé. Ce chantier sera mis en exploitation au deuxième trimestre de 1985.

D'importants progrès ont été accomplis en 1984 dans la mise au point et l'application de techniques modernes d'exploration dans l'Ouest et dans les régions éloignées. Petro-Canada a amélioré ses compétences dans le domaine de la cartographie et de l'analyse des statistiques d'exploration assistées par ordinateur. Grâce à la nouvelle technologie informatique, la Société a augmenté sa capacité d'intégration de vastes banques de données industrielles à son système d'exploration.

Des activités qui rejaillissent sur l'industrie, l'emploi et la collectivité

Entreprises et particuliers du Canada ont à nouveau eu l'occasion de perfectionner leur savoir-faire, leurs produits et leurs compétences pour répondre aux besoins de Petro-Canada. Ainsi, le Deep Rover,



Afin d'améliorer la sécurité des activités en mer, 1984, l'évolution des icebergs sur la côte Est du pays. de l'environnementaux de Petro-Canada

La force des secteurs concessions et réserves fournit une base solide pour l'expansion de demain.

Superficie
Au 31 décembre 1984

Nette	Brute	(en milliers d'hectares)
Régions non éloignées		
Colombie-Britannique	1 360	692
Alberta*	3 861	1 731
Saskatchewan	207	134
Manitoba	150	76
Ontario	31	18
Québec	112	67
Régions éloignées		
Territoires du Nord-Ouest	7 817	7 290
Mer de Beaufort	3 545	709
Baie d'Hudson	429	53
Iles de l'Arctique**	6 794	949
Large de la côte Est	20 669	9 119
Large de la côte Ouest	2 358	2 358
Territoires étrangers	2 804	422
Total***	50 137	23 618

Sommaire des réserves prouvées
Au 31 décembre 1984

Pétrole		Liquides extraits du gaz naturel		Gaz naturel	
Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
(en milliers de mètres cubes)		(en milliers de mètres cubes)		(en millions de mètres cubes)	
redevances	redevances	redevances	redevances	redevances	redevances
Après	Après	Après	Après	Après	Après
43 944	31 210	5 580	4 025	77 815	58 693
2 647	2 011	861	661	42 258	41 454
C.-B.		C.-B.		C.-B.	
48 356	34 557	6 441	4 686	120 393	100 416
810	810	—	—	—	—
Etranger		Etranger		Etranger	
49 166	35 367	6 441	4 686	120 393	100 416
Total		Total		Total	
59	45	—	—	—	—
1 706	1 291	—	—	320	269
Sask.		Sask.		Sask.	
43 944	31 210	5 580	4 025	77 815	58 693
2 647	2 011	861	661	42 258	41 454
C.-B.		C.-B.		C.-B.	
48 356	34 557	6 441	4 686	120 393	100 416
810	810	—	—	—	—
Etranger		Etranger		Etranger	
49 166	35 367	6 441	4 686	120 393	100 416
Total		Total		Total	

† sans tenir compte des réserves de 25 400 milliers de mètres cubes avant redevances de Syncrude * dont les concessions de sables pétroliers prises à bail ** sans tenir compte des concessions détenues par Panarctic Oils Ltd. *** sans tenir compte des concessions charbonnières

En 1984, Petro- trois plates-formes Canada a poursuivi ses travaux sélectifs d'exploration à l'étranger. Au large des côtes de la République populaire de Chine, dans un permis d'exploitation en mer très prometteur.



Dans le Nord du Canada, la Société se place en position de force pour l'avenir

Dans le Nord du pays, Petro-Canada est présente dans les Îles de l'Arctique par l'entremise de Panarctic Oils Ltd., ainsi que dans la Mer de Beaufort et le delta du Mackenzie, et dans la

stratégie d'exploration dans ces régions, la Société cherche à se mettre en situation de force pour acquérir des perspectives de mise en valeur à moyen terme.

Après plusieurs campagnes d'études sismiques, Petro-Canada a exploité en 1984 ses trois premiers puits dans la région de la vallée du Mackenzie. L'un de ces puits, le Hoosier Ridge N-22, a donné des résultats encourageants. Outre les travaux de forage, des données sismiques ont été recueillies sur 2 046 km. Afin d'accélérer le programme d'étude sismique de l'hiver 1984-1985, Petro-Canada a amodié une partie de ses concessions à deux sociétés d'appartenance canadienne.

La Société est intervenue dans quatre puits exploités en participation dans la région du delta du Mackenzie et de la Mer de

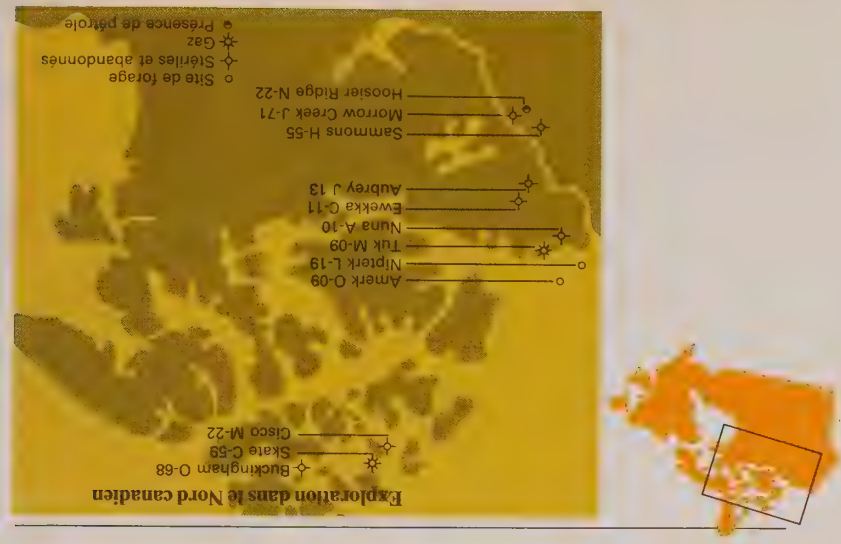
Beaufort. Sur la péninsule de Tuktoyaktuk, le puits Tuk M-09 a révélé des réserves intéressantes de gaz et de condensat.

Dans l'intérêt du Canada: efficacité et rentabilité

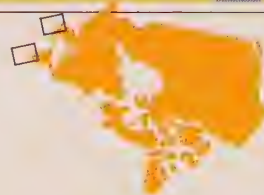
Les frais d'exploitation en baisse
En 1984, Petro-Canada a mené une action féconde au niveau des économies de frais. En outre, de nouvelles analyses inspirées des techniques de budget sur base zéro lui ont permis de constater les avantages des différentes dépenses d'immobilisations. Grâce à ces analyses et aux mesures déjà prises, l'examen attentif de l'ordre des dépenses en immobilisations devrait favoriser une nouvelle diminution des frais en 1985.

Les derniers perfectionnements de la technologie à l'oeuvre

La Société met au point, pour ses chantiers de récupération avancée du pétrole et ses travaux d'extraction in situ de pétrole brut lourd, des techniques à la fine pointe du progrès. À ce titre, les travaux réalisés à l'usine-pilote de pétrole lourd Kinselea B ont été particulièrement importants en 1984. La faisabilité de la méthode de combustion in situ dans un gisement

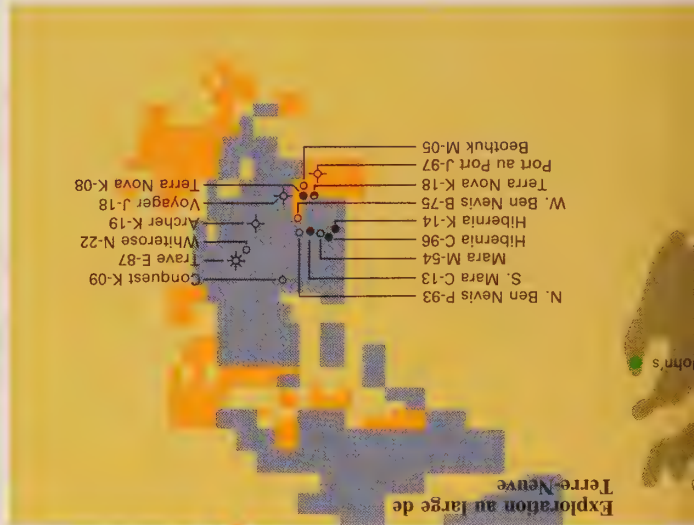


La plate-forme de forage semi-submersible Sedco 710 et un navire de ravitaillement près du gisement pétrolier découvert en 1984 à Terra Nova.



Exploration au large de Terre-Neuve

N. Ben Nevis P-93
S. Mara C-13
Mara M-54
Hibernia C-96
Hibernia K-14
W. Ben Nevis B-75
Terra Nova K-18
Port au Port J-97
Beothuk M-05



Exploration au large de la Nouvelle-Ecosse
Halifax

● Présence de pétrole
★ Gaz
● Pétrole
◇ Stériles et abandonnés
○ Site de forage par un associé
■ Terres exploitées par Petro-Canada
○ Terres exploitées

Dover A-43
Uniaque G-72
S. Desbarres 0-0
Venture H-22
W. Venture C-6
W. Venture N-9
Glenn H-38
Glenn E-58A
Alma F-67

américain composé de trois grandes sociétés de pipeline, s'est engagée à acheter 2,5 millions de mètres cubes par jour de gaz naturel. Grâce à cet accord, la Société a franchi une étape importante sur la voie de la mise en production et en marché des réserves gazières de ce gisement.

Hormis ces activités, Petro-Canada a participé aux travaux de sept autres puits complètes en 1984. Parmi ces concessions, les puits Alma F-67 et Uniaque G-72 ont révélé d'importantes réserves de gaz et de condensat. Le puits de délimitation Glenn E-58A a lui aussi été fructueux dans un gisement découvert en 1983.

Sur les Grands bancs de Terre-Neuve, le Terra Nova ouvre des horizons prometteurs

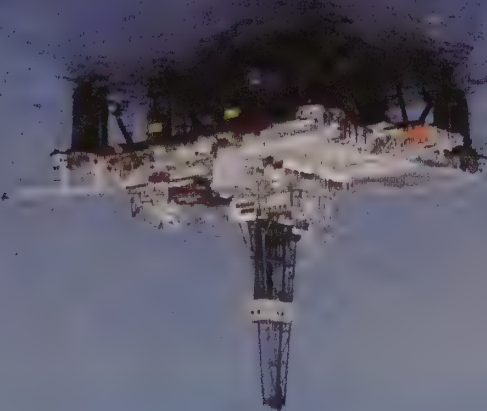
Sur les Grands bancs, le trait saillant de l'exercice a été la découverte du gisement Terra Nova K-08. Exploité par Petro-Canada, ce gisement a subi des sondages qui en établissent les réserves à plus de 1 590 mètres cubes de pétrole par jour. Le puits Petro-Canada K-18 n'était pas exploitable commercialement;

La Société a continué de participer à des programmes d'exploration en participation. Neuf puits d'exploration ont été forés; sur les quatre puits achevés à la clôture de l'exercice, le South Mara C-13 a révélé du pétrole et du gaz. Deux puits de délimitation, les Hibernia K-14 et C-96, ont raffermi notre confiance quant à nos estimations des réserves du gisement pétrolier Hibernia. Petro-Canada poursuit, avec ses associés, l'établissement des plans de mise en valeur à soumettre aux organismes de régie en 1985.

Les travaux de sondage du nouveau gisement pétrolier de Terra Nova à partir de la plate-forme Sedco 710, qui appartient à 50 pour cent à Petro-Canada.



Petro-Canada
mise sur
l'exploration
dans les régions
éloignées



Petro-Canada a
à 45 km au large
des côtes espagnoles.
Ce gisement est
exploité à partir
Casablanca, le
gisement pétrolier
et le pétrole est
le plus important
d'Espagne situé dans
la Méditerranée
marin.



Dans les régions éloignées,
l'exploration est axée sur les
perspectives de mise en valeur
les plus précoces et les plus
prometteuses

Sur le plateau de la Nouvelle-
Ecosse, les gisements gazeux sont
sur le point d'être mis en valeur

En 1984, sur le plateau continental
de la Nouvelle-Ecosse, les activités
ont été concentrées sur la région
de l'Île-Sable et, en particulier,

sur le projet gazeux de Venture,
Petro-Canada a mérité une parti-
cipation de 30 pour cent dans ce
projet en appuyant une campagne
d'exploration qui incluait le puits
de découverte de 1979. En 1984,

de nouveaux puits étaient forés
dans la région de Venture, afin de
mieux en connaître les réserves
gazières. Un plan préliminaire
d'acheminement du gaz du gise-
ment Venture sur le littoral a été
déposé auprès de l'Administration
du pétrole et du gaz des terres du
Canada. Le coût total de cette
opération est estimé à près de 2,5
milliards de dollars.

Le 7 décembre 1984, Petro-
Canada conclut le premier accord
de vente du gaz de Venture. La
NESP Supply Corporation, groupe

Canada construit une usine de
traitement du gaz acide à Brazeau,
en Alberta. Cette usine, où Petro-
Canada détient une participation
de 43 pour cent, devrait être
achevée au milieu de 1985.

Un incendie empêche la réalisation
d'un record de production à Syncrude
À l'usine Syncrude, près de Fort
McMurray, Petro-Canada s'atten-
dait en 1984 à une année sans

précédent pour la production du
brut synthétique. Grâce à sa partici-
pation de 17 pour cent dans cette
usine, la quote-part de production
de la Société s'est élevée à
852 300 mètres cubes, en baisse
de 23 pour cent sur 1983. Cette
baisse a été provoquée par un
incendie survenu à l'usine en

août. Avant l'incendie, la produc-
tion journalière de pétrole avait
avoisiné des niveaux records. À la
fin de décembre, l'usine a été
remise en exploitation grâce à un
fructueux programme de répara-
tion. En 1984 également, on a
entrepris des travaux préliminaires
d'ingénierie pour augmenter la
production de l'usine de 19 000 à
22 000 mètres cubes par jour. Ce
projet coûtera plus de 700 millions
de dollars et il devrait être terminé

à la fin de 1987.

**L'activité de forage a atteint un
niveau record**
Petro-Canada a continué d'être
un chef de file du forage dans
l'Ouest du Canada en forant un
plus grand nombre de puits que
jamais auparavant. Sur les 164
puits d'exploration auxquels Petro-
Canada a participé, 57 pour cent
ont été fructueux. La Société est
également intervenue dans 384
puits de mise en valeur, dont 94
ont été couronnés de succès.

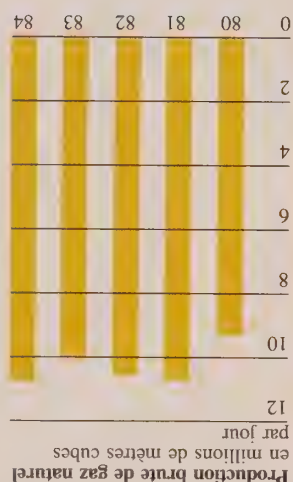
Des nouveaux chantiers en cours

En 1984, les travaux se sont
poursuivis sur le chantier des sables
pétroliers in situ de Wolf Lake,
dans le Nord-Est albertain. Cette
co-entreprise, où Petro-Canada a
une participation de 50 pour cent,
sera la première exploitation
commerciale de sables pétroliers
in situ de la Société. Par injec-
tion de vapeur, environ 1 100
mètres cubes de bitume par jour
seront extraits dans près de 200
puits. Ces travaux vont bon train:
le chantier devrait être mis en
production au début de 1985.

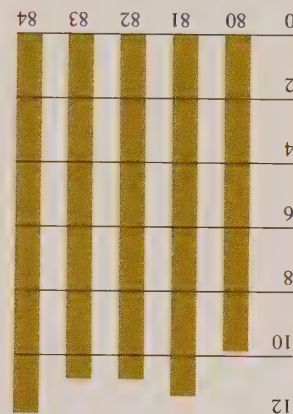
Estimé à un coût total de 114
millions de dollars à l'heure
actuelle, le coût réel de cette
opération sera nettement inférieur
aux 150 millions de dollars prévus
à l'origine.

Durant l'été, les travaux ont été
entrepris pour la réalisation, à
Taylor, dans le Nord-Ouest de la
Colombie-Britannique, d'une usine
de récupération secondaire des
liquides de gaz naturel, de 63
millions de dollars. Cette nouvelle
installation, où Petro-Canada a
une participation de 50 pour cent,
permettra de récupérer 1 080
mètres cubes par jour de propane,
de butane et de pentane plus, à
partir du gaz traité à l'usine de
Taylor. Cette usine de récupération
devrait être mise en route en

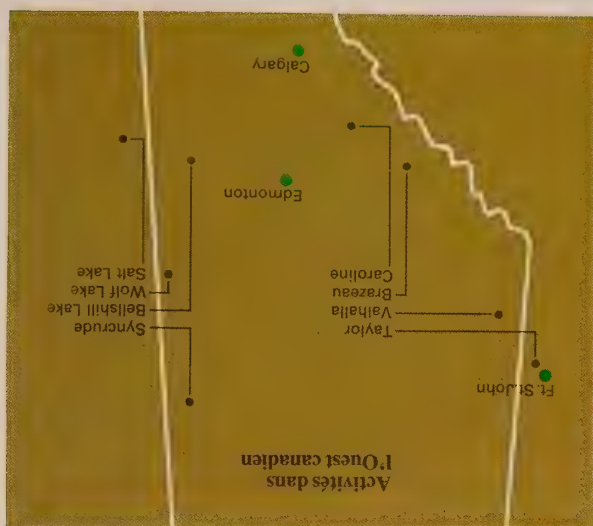
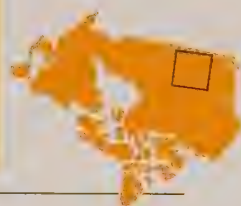
novembre 1985.
Sur un autre chantier apparenté
au secteur du gaz naturel, Petro-



sans tenir compte du pétrole
synthétique, des liquides extraits
du gaz naturel des usines de
récupération et du pétrole brut
étranger



Production brute de pétrole brut et des dérivés liquides du gaz naturel* en milliers de mètres cubes par jour



gaz naturel en alternance, cette opération devrait faire passer de 19 à 35 pour cent le taux de récupération du pétrole. Ce chan-tier de récupération avancée, le premier du genre lancé par Petro-Canada, est l'un des rares de ce type en Alberta.

La mise en production des nouveaux gisements est accélérée

En axant ses efforts sur la pré-cocité de l'autofinancement, Petro-Canada a raccourci, pour plusieurs gisements, les délais qui séparent la découverte de la mise en valeur

ment pour Petro-Canada.

est déjà une source d'autofinance-Le nouveau gisement Salt Lake étaient produits à la fin de 1984. valeur avaient été forés, dont cinq février 1985, 14 puits de mise en couvert en septembre 1984; en-entrepris à la fin d'octobre la mise en valeur de ce gisement, dé-réduits à quelques mois. On a cèdent la mise en valeur ont été consolidation du terrain qui pré-d'exploration, de sondage et de katatchewan, les délais habituels dans le Centre-Ouest de la Sas-a grande échelle. A Salt Lake,

est déjà une source d'auto-financement pour Petro-Canada.

La mise en production des nouveaux gisements est accélérée. En axant ses efforts sur la production de pétrole, le Canada a raccourci, pour plusieurs gisements, les délais qui séparent la découverte de la mise en valeur.

type en Alberta.

19 a 35 pour cent le taux de récupération du pétrole. Ce chan-
tier de récupération avancée, le
premier du genre lancé par Petro-
Canada, est l'un des rares de ce
type en Alberta.

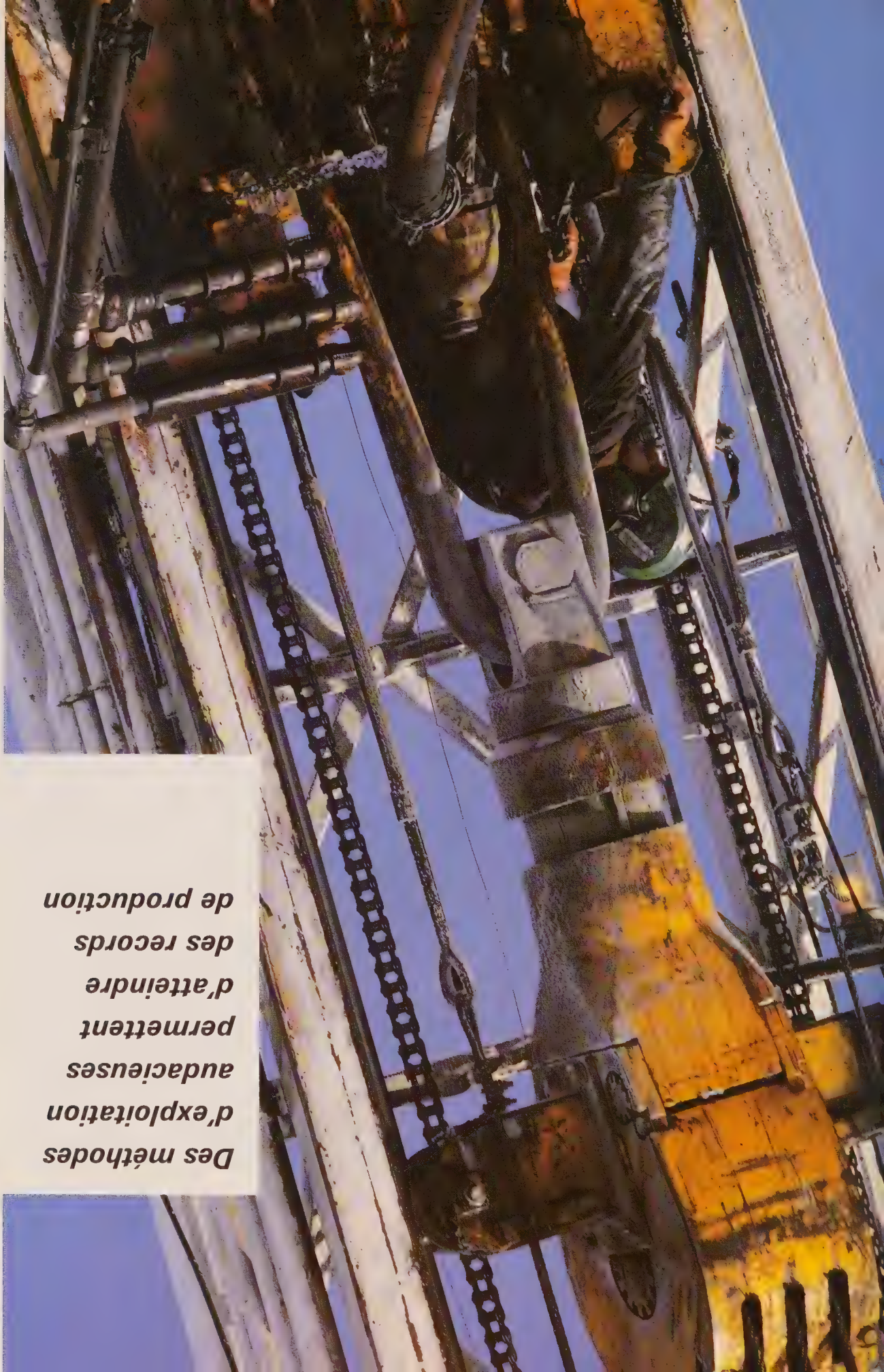
gaz naturel en alternance, cette opération devrait faire passer de

Sommaire de la production		Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984	
Liquides	Pétrole	(en milliers de mètres cubes)	(en milliers de mètres cubes)
extraits du gaz naturel			
Gaz naturel			
(en millions de mètres cubes)			
Alberta			
Pétrole classique	3 341	552	2 604
Synchrude	852	—	—
Empress	—	946	—
Colombie-Britannique	242	14	1 354
Saskatchewan	168	—	10
Manitoba	8	—	—
Total pour le Canada	4 611	1 512	3 968
Territoires étrangers	145	—	—
Total	4 756	1 512	3 968

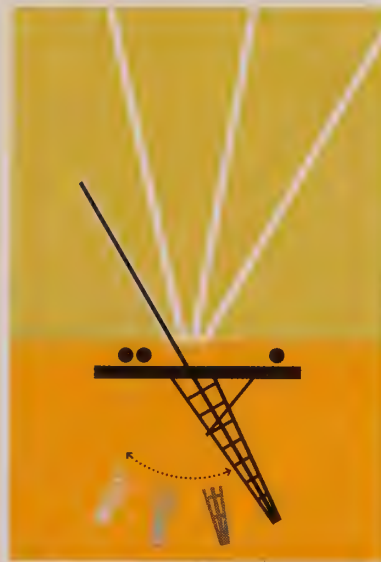
*Part de la Société avant redevances.

Sommaire de la production

*Des méthodes
d'exploitation
audacieuses
permettent
d'atteindre
des records
de production*



Pleins feux sur les Ressources Petro-Canada



On a recouru à une technique évoluée de forage oblique pour les puits de mise en valeur de port par oléoduc, Valhalla. Quatre puits ont ainsi été forés à partir d'un même point, ce qui a diminué les frais d'exploitation, d'accès et de transport par oléoduc, sans précédent grâce à une stratégie d'investissement minutieusement réfléchie, selon laquelle on a exploité en temps opportun les champs de pétrole classique existants et rapidement mis en valeur les nouveaux

Dans l'Ouest canadien, l'expansion des activités apporte un autofinancement essentiel à la Société

Des records de production

Dans l'Ouest du pays, Petro-Canada a produit en 1984 plus de gaz naturel, de dérivés liquides du gaz naturel et de pétrole classique que jamais auparavant. La production du gaz naturel a progressé de 9 pour cent sur 1983; celle des dérivés liquides du gaz naturel de 6 pour cent, et celle du pétrole classique, de 11 pour cent. Ces progrès ont amené une hausse substantielle de l'autofinancement de la Société.

Les gisements de pétrole classique en plein essor

La production a atteint des niveaux sans précédent grâce à une stratégie d'investissement minutieusement réfléchie, selon laquelle on a exploité en temps opportun les champs de pétrole classique existants et rapidement mis en valeur les nouveaux gisements, dont certains ont été

L'année 1984 a été marquée par la participation du personnel à deux campagnes d'ampleur nationale. Dans le cadre de l'oeuvre United Way/Centraide, les collaborateurs de Petro-Canada ont presque doublé le total de leurs dons pour l'année précédente. Lancé en 1984, le Programme de service communautaire appuyé par ses dons le concours des employés à Canada. Elle a créé un programme permanent de dons à l'intention des oeuvres éducatives et culturelles et des organismes de santé et de bien-être.

Pour accroître la production au chantier pétrolier de Valhalla, Petro-Canada fait appel à des techniques de forage oblique.



*Un savoir-faire
à la fine pointe
de l'innovation,
trempé
de la vaste
campagne
d'exploration
en mer de
Petro-Canada*

Le Deep Rover, mini-sous-marin construit au Canada, sera utilisé dans le cadre des travaux d'exploration au large de la côte Est.



Une compagnie au caractère distinct de rentabilité

Depuis sa création, Petro-Canada a poursuivi ses activités selon des critères commerciaux de rentabilité sous la direction générale du Gouvernement du Canada. Cette année encore, Petro-Canada a soumis son budget d'investissement fédéral pour révision et approbation. Le but était d'assurer que la direction de la stratégie et le programme des dépenses de la Société soient non seulement financièrement prudents, mais s'harmonisent aussi avec les priorités énergétiques et le développement économique du Canada. Petro-Canada s'est efforcée d'implanter un système de gestion familialier au secteur privé dans ses activités d'intérêt public, même lorsque ces projets ne pouvaient pas, en eux-même, contribuer de façon importante à la rentabilité de la Société.

Par ses travaux dans le passé, Petro-Canada a cherché à obtenir des résultats financiers acceptables tout en poursuivant les objectifs dictés par l'intérêt national. Bien que le nouveau mandat de la Société mette l'accent sur les priorités de rentabilité, Petro-Canada retient son caractère distinctif - celui d'une compagnie entièrement intégrée qui appartient à tous les Canadiens.

Petro-Canada est consciente de ses devoirs à titre de personne morale Au cours des récentes années, Petro-Canada a investi plus d'argent au Canada que n'importe quelle autre société pétrolière. La haute direction de Petro-Canada veille à ce que les particuliers et les entreprises du pays tirent parti de ce niveau élevé de dépenses. Les investissements sont guidés par un ensemble harmonique et rigoureux en matière d'avantages pour le

s'exposait à des risques plus importants que ses concurrents. Petro-Canada intensifie maintenant ses efforts sur la rentabilité à court terme, afin de se doter d'assises financières solides. Ses plans d'investissement sont axés sur des projets qui produisent un autofinancement précoce et sur la délimitation et la mise en valeur des gisements éloignés les plus prometteurs.

Efficacité et productivité conduisent à l'amélioration des résultats financiers En plus de mieux orienter sa stratégie financière au cours des deux dernières années, la Société a accentué ses efforts d'encadrement des coûts en adoptant des mesures d'économie et de productivité. Les indices de productivité révèlent d'excellents résultats. Petro-Canada n'a pas de personnel excédentaire. Sous l'angle des apports en capital et de l'autofinancement par employé, Petro-Canada se compare avantageusement aux autres grandes entreprises pétrolières et gazières.

L'autofinancement atteint un sommet Petro-Canada a franchi chaque année le seuil de la rentabilité. En 1984, l'autofinancement d'exploitation et le bénéfice ont atteint des sommets inégalés. Au cours des deux dernières années, l'autofinancement s'est considérablement étoffé. Selon des indices établis d'après l'autofinancement, les résultats financiers de la Société n'ont rien à envier à ceux des principaux concurrents. Ainsi que l'explique la Revue financière, Petro-Canada considère l'autofinancement comme l'étalon le plus approprié du rendement et de la présence financière de la Société.



**Petro-Canada
doit l'efficacité
de ses activités
à l'appui de
millions de
Canadiens**

Le Conseil de direction de Petro-Canada est composé des membres de la haute direction de la Société. De gauche à droite, MM. Bill Hopper, Ed Lakusta, David O'Brien, Jim Stanford et Bill West.



La Société est devenue une force dominante de l'industrie pétrolière et gazière

En neuf ans, Petro-Canada a connu une évolution fulgurante grâce à ses acquisitions et à ses audacieux programmes d'investissement. Au cours des derniers mois de 1984, une maison de courrage en valeurs mobilières d'envergure nationale cotait la Société au deuxième rang de tout le secteur pétrolier et gazier au Canada. Forte d'une

présence importante dans toutes les sphères de l'industrie, Petro-Canada se classe parmi les cinq premières entreprises du pays selon les critères d'exploitation couramment utilisés. Au 30 juin 1984, elle était le quatrième producteur de gaz naturel et le cinquième producteur de pétrole et de dérivés

liquides de gaz. Ses réserves intérieures la situent au deuxième rang de l'industrie pour le pétrole brut et les dérivés liquides et le gaz naturel. En aval de ses activités, sa part du marché la place au troisième rang pour les ventes d'essence au Canada. Grâce à un autofinancement qui lui permet d'effectuer des investissements d'environ un milliard de dollars par an, la Société apporte un puissant concours à l'activité économique du Canada.

Neuf ans d'exploration ont permis de repérer les grandes sources énergétiques de l'avenir

Crée en 1975 à une époque caractérisée par l'incertitude de l'avenir énergétique du pays et du monde entier, Petro-Canada s'est employée à explorer le potentiel des régions éloignées du Canada. Certains obstacles, dont l'éloignement et la rigueur du

climat, en avaient jusqu'alors empêché la prospection à grande échelle.

Au cours des neuf dernières

années, Petro-Canada a investi massivement dans des programmes vastes et novateurs pour l'exploration de ces régions — consacrant une part beaucoup plus grande de son budget d'exploration dans les régions éloignées que ses concurrents l'ont fait. Les frais et les risques étaient élevés, à cause des inconnues technologiques et des délais qui allaient s'écouler avant que les gisements découverts puissent être productifs. En

intervenant, à titre de coparticipante ou d'exploitante, dans presque les deux tiers de tous les puits forés en régions éloignées depuis 1976, Petro-Canada a imprimé au secteur de l'exploration au Canada une vigueur financière et technique considérable.

Au large de la côte Est, principal territoire d'exploitation de Petro-Canada dans les régions éloignées, d'importantes études sismiques, suivies de forages de prospection et de délimitation, ont permis de repérer plusieurs gisements qui semblent exploitables commercialement. La Société est un intervenant important dans tous ces gisements: elle a des participations de 25 pour cent dans le gisement pétrolier Hibernia, de 30 pour cent dans les réserves gazières de Venture, de 45 pour cent dans les gisements gazières Glenelg et Alma, et de 75 pour cent dans la découverte pétrolière Terra Nova.

Dans le Nord canadien, Petro-Canada participe à un gisement de gaz et de condensat riche de promesses à Tuk, près du delta du Mackenzie. À titre d'actionnaire à 54 pour cent de Panarctic Oils Ltd. et comme associée, la Société a aussi participé à plusieurs découvertes de gaz, et de pétrole dans les Îles de l'Arctique.

Les exploitations offrant des perspectives d'autofinancement à court terme ont été accentuées en 1984

Récemment, deux circonstances ont amené la Société à repenser sa démarche en matière d'exploitation. Tout d'abord, les vastes programmes d'exploration des années précédentes avaient atteint leur but. L'inventaire général des perspectives pétrolières et gazières des régions éloignées du Canada avait permis de repérer les gisements exploitables commercialement. Petro-Canada doit désormais miser sur ces réussites, en axant ses investissements sur la mise en valeur des gisements découverts. Ces gisements sont le gage d'une nouvelle sécurité énergétique pour les Canadiens et représentent une source de rentabilité pour la Société.

Ensuite, le ralentissement de l'économie et la baisse des cours mondiaux du pétrole ont donné lieu à un repli du secteur pétrolier et gazier. À cause de ses efforts spéciaux pour des projets onéreux et à longue échéance, la Société

Noire réseau national de stations-services détient 15 pour cent du marché des ventes d'essence au Canada. Environ 80 pour cent des stations sont exploitées par des hommes d'affaires indépendants.

En terminant mes commentaires sur les excellents résultats de 1984, je tiens à faire une mise en garde au sujet des perspectives de 1985. L'année qui s'amorce donnera probablement lieu à des changements considérables pour le secteur pétrolier et gazier du Canada. Les gouvernements fédéral et provinciaux participent à l'heure actuelle à des pourparlers qui conduiront au réaménagement des régimes fiscaux en matière d'exploration et de développement. Aux États-Unis, le marché du gaz naturel subit actuellement d'importantes mutations dans le domaine des conditions tarifaires et contractuelles. Mais la plus grande incertitude porte sans doute sur l'avenir des cours mondiaux du pétrole, sur lesquels l'atonie des marchés mondiaux fait peser de vives tensions. Si la baisse des cours du pétrole stimule la croissance économique, elle menace par contre aussi la viabilité des sources énergétiques plus onéreuses, notamment les sables pétroliers et l'exploitation des régions éloignées. Notre situation financière est saine. Grâce à un personnel sans précédent et à notre efficacité, nous sommes en position de force sur la voie de l'expansion. Dans un contexte marqué par l'incertitude, Petro-Canada doit conserver son avance sur la concurrence, de façon à pouvoir conquérir les débouchés qui s'offrent à elle.

Le président du Conseil d'administration
et directeur général,

W. H. Hopper

le 31 mars 1985

commercial, familiaux au secteur privé, en se préoccuper davantage de rentabilité et du besoin d'obtenir un maximum de rendement de l'investissement fait par le Gouvernement du Canada. Dans ce sens, Petro-Canada ne doit plus être perçue à l'avenir comme un instrument du gouvernement à la poursuite d'objectifs de politique gouvernementale. Toutefois, le gouvernement maintient le droit, à titre d'actionnaire, d'ordonner officiellement à Petro-Canada de poursuivre certaines activités dans l'intérêt national.

Mais ce changement ne signifie pas que Petro-Canada sacrifie son caractère distinctif. Dans le cadre de son évolution institutionnelle, Petro-Canada se distingue en privilégiant l'intérêt du pays. Cette caractéristique est beaucoup plus qu'un simple thème publicitaire. Petro-Canada manifeste en effet des efforts particuliers pour se ravitailler auprès de l'industrie canadienne en matériaux, en équipements et en services. Pour son exploitation courante, la Société travaille en collaboration avec un éventail d'entreprises canadiennes. Petro-Canada s'acquitte aussi de ses devoirs de citoyen institutionnel grâce à ses campagnes de commercialisation, à ses mesures visant la protection de l'environnement et à ses programmes de dons. Comme en témoignent les résultats encourageants de nos activités de ventes au détail, nombreux sont les Canadiens qui appuient le caractère distinctif de nos activités. Le concours énorme apporté par les 6 700 membres du personnel de la Société à également permis à Petro-Canada de ne pas sacrifier son caractère distinctif. Grâce à leur ardeur au travail et à leur esprit d'équipe, nous avons franchi une période difficile de réorganisation et de réorientation, à laquelle doivent d'ailleurs faire face toutes les entreprises de notre secteur d'activités. Je tiens également à exprimer ma profonde reconnaissance aux administrateurs suivants, qui ont siégé au Conseil pendant une partie de 1984: J.-Claude Hébert, David McD. Mann, James T. Black, Marshall A. Cohen, Ian A. Stewart, Richard J. Cashin, Jeremiah S. Gratsien, Ione J. Christensen, Robert Laxer, J.-Robert Ouimet, J. Edward Richard et Robert J. Wright. Durant leur mandat respectif, ces personnes nous ont apporté un précieux concours. J'aimerais rendre un hommage tout spécial à J.-Claude Hébert et à David McD. Mann qui ont siégé au Conseil depuis sa création. Leur participation et leur appui ont été des plus importants dans la poursuite de nos objectifs.

Nous avons le plaisir de vous rendre compte, au nom du Conseil d'administration, des résultats de Petro-Canada pour l'exercice 1984.

L'exercice écoulé a été fécond. Les fonds autogénérés ont atteint un sommet sans précédent de plus d'un milliard de dollars. La Société a découvert son premier grand gisement pétrolier en mer à titre d'exploitante. Selon une étude réalisée par une maison indépendante, la Société de la Couronne que constitue Petro-Canada s'affirme aujourd'hui comme l'une des forces dominantes de l'industrie pétrolière et gazière. La valeur d'expertise de ses actifs la classe au deuxième rang de cette industrie. En plus de ses vastes réserves d'hydrocarbures, elle a des participations substantielles dans d'importants gisements au large de la côte Est et détient une part de 15 pour cent du marché canadien des ventes d'essence au détail.

Pour les Ressources Petro-Canada, l'exercice a été florissant. La Société a mis au jour, au large des côtes terre-neuviennes, un important gisement pétrolier: le Terra Nova. Au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, la Société a participé à la découverte d'un nouveau gisement gazéifère. En collaboration avec des associés, Petro-Canada a poursuivi l'évaluation du gisement pétrolier marin de Hibernia et du gîte gazéifère en mer de Venture. Dans l'Ouest du pays, la Société a atteint des records de production tout en encadrant bien ses coûts. Dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, les préparatifs d'un nouveau chantier d'extraction des dérivés liquides du gaz naturel ont été achevés. La production de l'usine d'exploitation des sables pétroliers de Syncrude a avoisiné des niveaux sans précédent une grande partie de l'année, même si un grave incendie y a paralysé la production pendant quatre mois. Enfin, l'aménagement d'une usine d'extraction de sables pétroliers in situ à Wolf Lake en Alberta a été réalisé dans le respect du calendrier et des budgets.

Dans les domaines du raffinage et du marketing, l'exercice a révélé beaucoup de progrès. Au sein des Produits Petro-Canada, les traits saillants de l'exercice ont été l'accroissement des fonds autogénérés malgré un contexte difficile, le succès de la mise en oeuvre de mesures d'efficacité et de compression des coûts, les investissements consacrés à l'amélioration du rendement des raffineries de la Société, et les innovations en matière de commercialisation des produits pétroliers raffinés.

L'excellent exercice qu'a connu la Société n'est pas le fait du hasard. Au cours de son existence de neuf ans, Petro-Canada a évolué rapidement et a modifié l'orientation de son exploitation afin de s'adapter aux conditions changeantes de l'industrie. Le mandat initial de Petro-Canada était de s'assurer une place importante dans l'industrie de façon à mener des campagnes d'exploration dans les régions éloignées et à consacrer d'autres investissements pour assurer la sécurité énergétique à long terme du Canada. Cette phase est complétée. Le pays peut désormais compter sur une Société pétrolière intégrée, dont les capitaux sont contrôlés par les Canadiens et qui est aussi importante, compétente et solide financièrement que les filiales canadiennes des grandes multinationales pétrolières. En outre, notre pays connaît désormais assez bien ses réserves pétrolières et gazières dans les régions éloignées et les occasions qui marqueront leur développement.

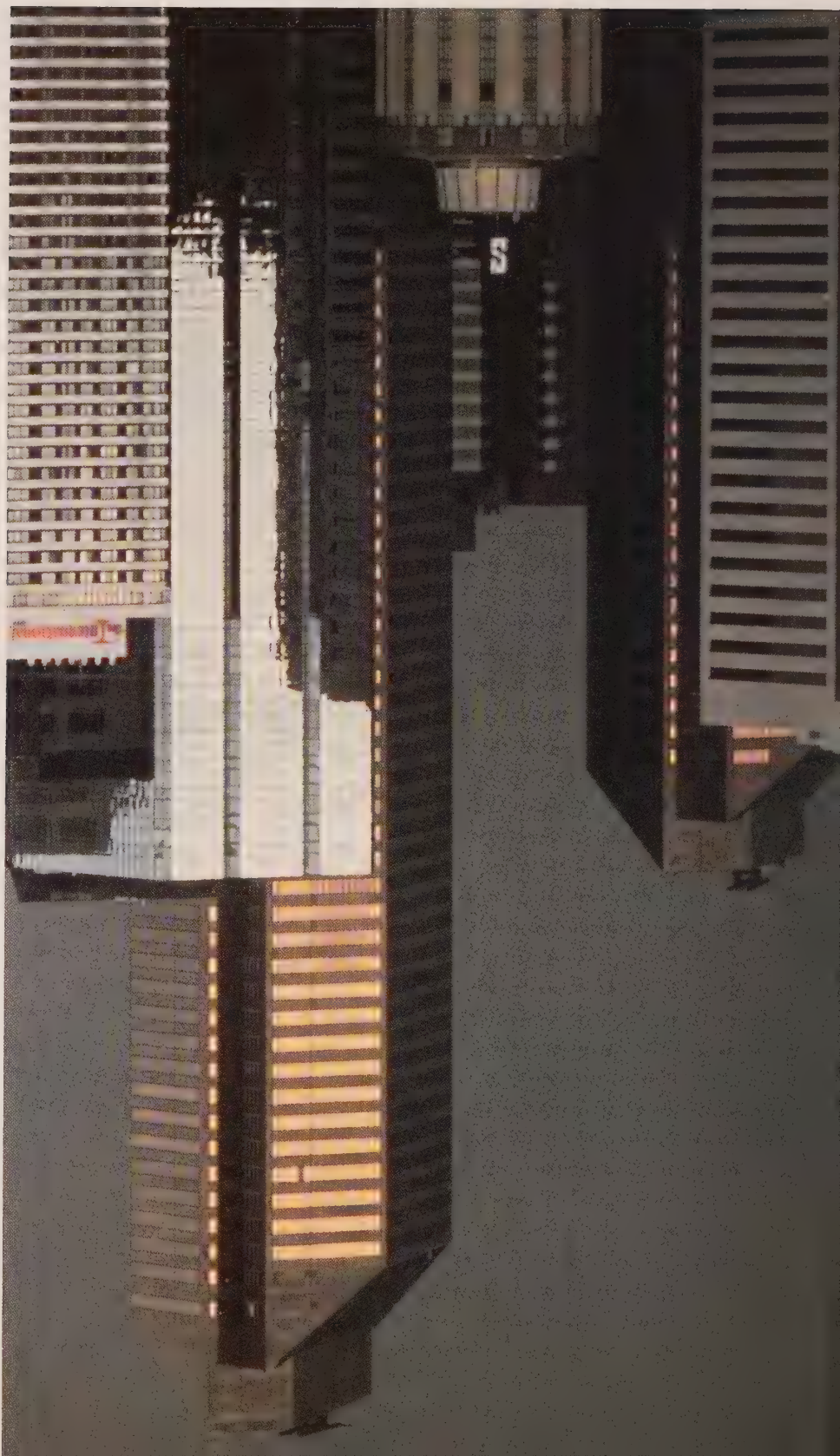
Au cours des récentes années, Petro-Canada a identifié et réagi devant un nouvel ensemble de circonstances - succès de travaux d'exploration, difficultés de la conjoncture économique et léthargie des marchés des hydrocarbures et des produits pétroliers raffinés. Voilà pourquoi la Société a simplifié et harmonisé ses structures, prêté une attention particulière à la rigueur de sa gestion et axé ses investissements sur les chantiers qui offrent des perspectives précoces de rendement financier.

Dans ses neuf premières années d'existence, on a demandé à la Société d'exercer ses activités pour répondre aux objectifs de sécurité énergétique du Canada, de façon efficace et efficiente, sans accorder de souci prédominant aux niveaux de rentabilité. La Société a reçu un nouveau mandat de son actionnaire - exercer ses activités selon des critères d'ordre

La Société

Principale société à capitaux canadiens de tout le secteur pétrolier, Petro-Canada est la seule entreprise canadienne pétrolière et gazière qui possède un réseau de marketing à l'échelle nationale. La Société a essentiellement pour mission l'exploration et la production du pétrole et du gaz, ainsi que le transport, le raffinage et la distribution d'hydrocarbures pour répondre aux besoins des Canadiens.

Créée en 1975 en vertu d'une loi du Parlement, Petro-Canada appartient en totalité au gouvernement du Canada. La Société a été mise en exploitation en 1976. À la clôture de l'exercice de 1984, son effectif s'élevait à 6 700 personnes et son actif totalisait 9,1 milliards de dollars.



*Le Centre
Petro-Canada
domine
par sa taille
les immeubles
de Calgary.*

M. H. Hobbes



et directeur général

Le Président du Conseil d'administration

de notre considération distinguée.

Veuillez agréer, Madame le ministre, l'expression

de ce rapport des vérifiants.

Les deux financiers contrôlés de la Société, ainsi

l'administration financière, ce rapport complet

En application des dispositions de la loi sur

Canada pour l'exercice terminé le 31 décembre 1884

du Conseil d'administration, le rapport annuel de l'entre-

preneurs avons l'honneur de vous soumettre, au nom

Madame le ministre,

Ontario, Canada

Chambre des Communes

Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

L'honorable Patrick Cavanagh, C.P.A. député

Le 31 mars 1985

L'honorable Patricia Carney, c.p., député
Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

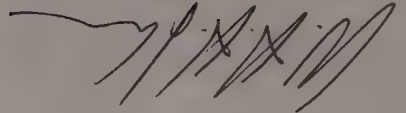
Madame le ministre,

Nous avons l'honneur de vous soumettre, au nom
du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-
Canada pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984.

En application des dispositions de la Loi sur
l'administration financière, ce rapport comprend
les états financiers consolidés de la Société, ainsi
que le rapport des vérificateurs.

Veuillez agréer, Madame le ministre, l'expression
de notre considération distinguée.

Le président du Conseil d'administration
et directeur général,



W. H. Hopper

Construction de
l'usine-témoïn
CANMET à la
raffinerie de
Montréal — un
nouvelle technologie
canadienne qui en
est à la phase de la
réalité commerciale.



Onze nouveaux administrateurs
ont été nommés au Conseil
le 21 décembre 1984. Le signe*
précède le nom des administrateurs
qui ont siégé au Conseil toute l'année.

***Paul M. Tellier**
Sous-ministre
Énergie, Mines and Ressources
Ottawa (Ontario)
James Robertson
Homme d'affaires
Inuvik (Territoires du Nord-Ouest)
David Read
Homme d'affaires
Les Restaurants McDonald's Liée
Dartmouth (Nouvelle-Ecosse)

***H. Harrison McCain**
Président du Conseil
d'administration
McCain Foods Limited
Florenceville (Nouveau-Brunswick)
Jocelyne Pelchat-Johnson
Vice-présidente
Les Entreprises de Film Astral Inc.
Montréal (Québec)

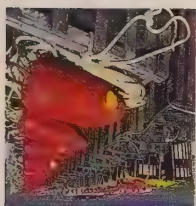
John Lundrigan
Conseiller en placements
Wood Gundy
St. John's (Terre-Neuve)
William McBurney Elliott
Associé principal
MacPherson, Leslie and Tyerman
Regina (Saskatchewan)

Anne R. Dubin
Associée principale
Tory, Tory, DesLauriers
and Birmingham
Avocats et procureurs
Toronto (Ontario)

Roy Victor Deyell, c.r.
Associé principal
McLaws and Company
Avocats et procureurs
Calgary (Alberta)
Rudolph Bratty, c.r.
Associé principal
Gambin and Bratty
Avocats et procureurs
Downsview (Ontario)



***Wilbert (Bill) H. Hopper**
Président du Conseil
d'administration
Petro-Canada
Calgary (Alberta)
***Edward M. Lakusta**
Président
et directeur général
Petro-Canada
Calgary (Alberta)
Robin Abercrombie
Expert-conseil
Valhalla Energy Corporation
Vancouver
(Colombie-Britannique)
Alfred E. Barroll
Expert-conseil
A. E. Barroll Resource
Consultants Ltd.
Calgary (Alberta)
Jean Bazin
Associé principal
Byers Casgrain
Avocats et procureurs
Montréal (Québec)



Wilbert (Bill) H. Hopper
Président du Conseil
d'administration
et directeur général
Edward M. Lakusta
Président
et directeur général
Exploitation
David P. O'Brien
Vice-président principal
Finances et Planification
James M. Stanford
Président
Ressources Petro-Canada
William A. West
Président
Produits Petro-Canada

Direction

Conseil d'administration

Siège social:
Boîte postale 2844
Calgary (Alberta) T2P 3E3
Téléphone: (403) 296-8000
Télex: 03825753

... façonner

*Petro-Canada
en compagnie
dynamique et
concurrentielle*



BINDING SECT. AUG 7 1985

